



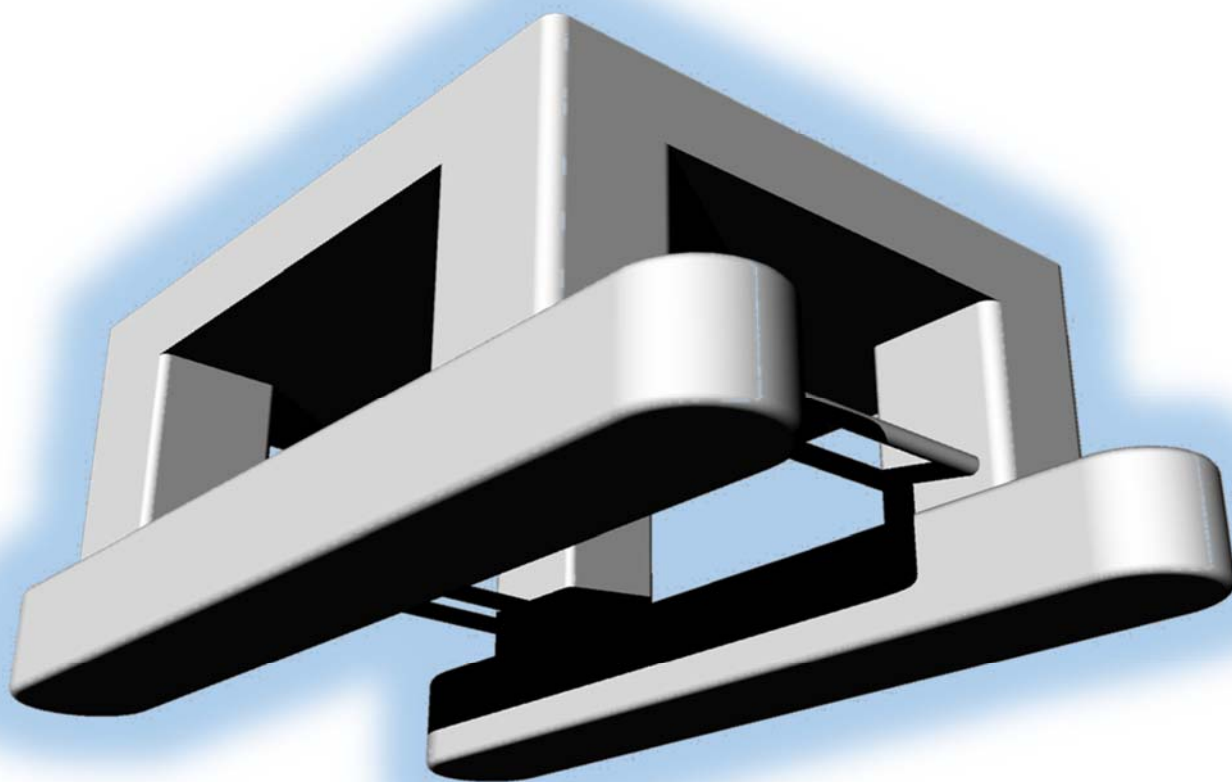
Universidad
Politécnica
de Cartagena



Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Naval y Oceánica

PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG



Titulación de INGENIERO NAVAL Y OCEÁNICO

Alumno: JOSÉ MARTÍNEZ BARBERO

Director de proyecto: GREGORIO MUNUERA SAURA

Cartagena, Septiembre 2014



PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE. SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

INDICE

0. ALCANCE DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS OFFSHORE EN LA INDUSTRIA O&G.

- 1.1. BREVE INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO OFFSHORE.**
- 1.2. OPERACIONES OFFSHORE.**
- 1.3. SUBSEA.**
- 1.4. TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO. DISEÑADORES OFFSHORE**
- 1.5. EXPLORACIÓN OFFSHORE. DISTRIBUCIÓN GLOBAL ACTUAL.**

ANEXO 1.1. RISERS

**ANEXO 1.2. BREVE INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA Y EL DISEÑO DE
RISERS DE PERFORACIÓN.**

ANEXO 1.3. UMBILICALES

2. BASES DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs

- 2.1. INTRODUCCIÓN**
- 2.2. CONFIGURACIÓN DE SEMI-SUMERGIBLES. CONFIGURACIÓN DE SSDRs**
- 2.3. EVOLUCION HISTÓRICA. GENERACIONES SSDRs**
- 2.4. DISEÑO DE SEMI-SUMERGIBLES. SSDRs**
- 2.5. EVOLUCIÓN EN EL MERCADO OFFSHORE. SITUACION Y PROYECCIÓN EN LA
CONSTRUCCIÓN DE MODUs.**
- 2.6. EQUIPOS DE ELEVACIÓN EN SSDRs. GRÚAS Y MANIOBRAS OFFSHORE**
- 2.7. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO**

3. MODELIZACION PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL FLOTADOR

3.1. PARAMETRIZACIÓN

3.2. MODELOS DE DIMENSIONAMIENTO

3.2.1. MODELO MATEMÁTICO PARA OPTIMIZACIÓN DE SSDRs EN EXCEL

3.2.2. MODELO MATEMÁTICO PARA DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs EN EXCEL

4. DISEÑO DE FLOTADOR PARA UNA SSDR

4.1. DIMENSIONAMIENTO

4.2. DINÁMICA DE SSDRs

5. BASE DE DATOS DE PROYECTO

5.1. FLOTA MUNDIAL DE SSDRs

5.2. BASE DE DATOS DE PROYECTO

5.3. REFERENCIAS DE PROYECTO



Universidad
Politécnica
de Cartagena



Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Naval y Oceánica

PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE. SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

0. ALCANCE DEL PROYECTO

PAGINA EN BLANCO

ALCANCE DEL PROYECTO

Las necesidades energéticas globales están forzando a la tecnología a dar soluciones para la búsqueda y explotación de recursos minerales en nuevas áreas geográficas hasta ahora inexploradas, que ha venido provocado por el agotamiento o el horizonte de agotamiento cercano de los recursos en áreas actualmente en explotación. Las tendencias actuales se centran en el desarrollo de campos en elevadas profundidades que requieren de plataformas capaces de soportar las cargas mecánicas de los equipos cada vez más pesados y potentes, a la vez de proveer un comportamiento dinámico frente a las solicitudes medioambientales que hagan posible la operación sin interrupción y con total seguridad, en unas cada vez más exigentes condiciones medioambientales, enfocado a minimizar los costes y hacer económicamente viable la explotación de esos recursos.

En el presente proyecto se revisará la tendencia actual en el diseño de semi sumergibles de perforación offshore, SSDRs en su acrónimo inglés (Semi-Submersible Drilling Rigs), con la confección de una base de datos de las construcciones y diseños editados en el presente siglo XXI. Esta base de datos servirá de apoyo para la obtención de las diferentes regresiones utilizadas en el proceso de dimensionamiento y definición de una SSDR.

*Se hará una detallada exposición de la operativa de este tipo de unidades, que se tomará como base para enfocar el diseño a la operación, identificando los principales parámetros que se requieren para optimizar el resultado final. **Diseño orientado a la operación.***

La definición paramétrica de la unidad servirá de base a los modelos matemáticos de optimización y dimensionamiento posterior del diseño, en base a programas de cálculo interactivos.

La obtención de unas dimensiones optimizadas y la valoración de los parámetros iniciales en las características de la SSDR completarán este proyecto.

Se ha tomado especial interés en actualizar toda la información disponible para ofrecer soluciones actualizadas a los problemas planteados en este proyecto. La primera parte de este trabajo supone un gran esfuerzo de recopilación y organización de la información disponible, tratando de estructurarla en la manera de hacerla útil a los fines de este proyecto

*El desarrollo de las herramientas informáticas en Excel que se han desarrollado en este proyecto, se han planteado como una solución “**ad hoc**” al problema del dimensionamiento y verificación dinámica del diseño, ante la falta de programas accesibles con capacidades requeridas.*

PAGINA EN BLANCO



PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE. SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

- 1.1 BREVE INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO OFFSHORE.**
- 1.2 OPERACIONES OFFSHORE.**
- 1.3 SUBSEA.**
- 1.4 TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO. DISEÑADORES OFFSHORE**
- 1.5 EXPLORACIÓN OFFSHORE. DISTRIBUCIÓN GLOBAL ACTUAL.**

ANEXO 1.1 RISERS

ANEXO 1.2 BREVE INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA Y EL DISEÑO DE RISERS DE PERFORACIÓN.

ANEXO 1.3 UMBILICALES

PAGINA EN BLANCO

1.1. BREVE INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO OFFSHORE

PAGINA EN BLANCO

BREVE INTRODUCCIÓN AL CONCEPTO OFFSHORE.

Offshore es un término en lengua inglesa, que se ha extendido en diferentes ámbitos de la tecnología, y que se traduce al castellano con diferentes acepciones. Podemos encontrar diferentes significados del término según las bases consultadas.

a. *The American Heritage Dictionary of the English Language*. 4th Edition. 2009. Houghton Mifflin Company.

Adjetivo. 1. Moving or directed away from the shore: [an offshore wind](#)

(En movimiento o dirigido desde la costa: [viento de tierra](#))

2. Located at a distance from the shore: an offshore mooring, offshore oil drilling platform

(Localizado a una distancia de la costa, mar adentro: [fondeo marino](#), [plataforma de perforación offshore](#))

3. Located or based in a foreign country and not subject to tax laws: [offshore bank accounts](#); [offshore investments](#).

(Localizado o con base en un país extranjero y no sujeto a las leyes fiscales: [cuenta en un banco offshore](#); [inversión offshore](#))

Adverbio. 1. Away from the shore: [the storm moved offshore](#)

(Alejado de la costa: [la tormenta se dirige fuera de la costa](#))

2. At a distance from the shore: [a boat moored offshore](#)

(A una distancia de la orilla: [un barco amarrado fuera de la costa](#))

b. *Collins English Dictionary-Completed and Unabridged*. HapperCollins Publishers. 2003.

Adjetivo. 1. Sited or conducted at sea as opposed to on land: [offshore industries](#)

(Situado o realizado en el mar en lugar de en tierra: [industrias offshore](#))

2. (Economics) based or operating abroad in places where the tax system is more advantageous than that of the home country: [offshore banking](#); [offshore fund](#))

(En economía, con base o que operan in el extranjero donde el sistema fiscal es más ventajoso que el país de origen: [banca extraterritorial](#); [fondo offshore](#))

Adverbio. 1. From, away from or at some distance from the shore

(Desde, lejos de o a cierta distancia de la costa)

2. NZ overseas; abroad

(En Nueva Zelanda, en ultramar, extranjero)

c. *Ranfom House Kermnerman Webster's College Dictionary*. K Dictionaries Ltd. 2005 by Random House, Inc

Adjetivo. 1. Moving or tending away from the shore toward or into a body of water: [an offshore wind](#)

(En movimiento o tendiendo alejándose de la costa hacia una masa de agua: [viento de tierra](#))

2. Located or operating on or in a body of water, at some distance from the shore

(Localizado u operando sobre o en el mar, a cierta distancia de la costa)

3. Registered, located, conducted, or operated in a foreign country

(Registrado, localizado, operado o realizado en un país extranjero)

Adverbio. 1. Off or away from the shore

(Fuera o alejado de la costa)

2. At a distance from the shore, on or in a body of water
(A cierta distancia de la costa, sobre o en una masa de agua)
3. In a foreign country
(En un país extranjero)

d. **Oxford Dictionary.** <http://www.oxforddictionaries.com/definition/english/offshore>

Adjetivo. 1. Situated at sea some distance from the shore: **offshore islands**

(Situado en el mar, a cierta distancia de la costa: **isla costera o de litoral**)

2. Made, situated, or registered abroad, especially in order to take advantage of lower taxes or costs or less stringent regulation; **offshore accounts**

(Hecho, situado o registrado en el extranjero, especialmente para tomar ventaja de las reducción de impuestos, costes o de la meno estricta regulación; **cuentas offshore**)

Adverbio. 1. Situated at sea some distance from the shore: **we dropped anchor offshore**

(Situado en el mar, a cierta distancia de la costa: **dejamos caer el ancla alejados de la costa**)

Se deducen de las anteriores definiciones, dos ámbitos de aplicación del término offshore. Uno es el financiero-empresarial y otro es el marítimo-marino, que es que se va a desarrollar en este apartado.

El término offshore se utiliza en diferentes acepciones referidas con el mar, pero la más aceptada es la de “alejado de la costa” o “fuera costa”. En ninguna de las definiciones en las anteriores fuentes consultadas se hace referencia explícita o implícita al mar, siendo la frontera física limitante de la localización la costa o tierra firme, “shore”. En la definición del **Ranfam House Kermmerman Webster’s College Dictionary**, la definición incluye en oposición a “shore”, “body of wáter” o masa de agua, en cuya superficie o volumen, se localiza el “offshore”. Esto nos hace entender que el término offshore se puede aplicar, no solo al mar, sino también a las grandes masas de aguas interiores, como es el caso del Mar Caspio, donde se localizan variedad de actividades offshore. En lo que sigue y para simplificar, nos referiremos al mar como el entorno de aplicación offshore, haciéndolo extensivo a todas aquellas grandes masas de agua donde sea de aplicación el desarrollo de las actividades que se describen.

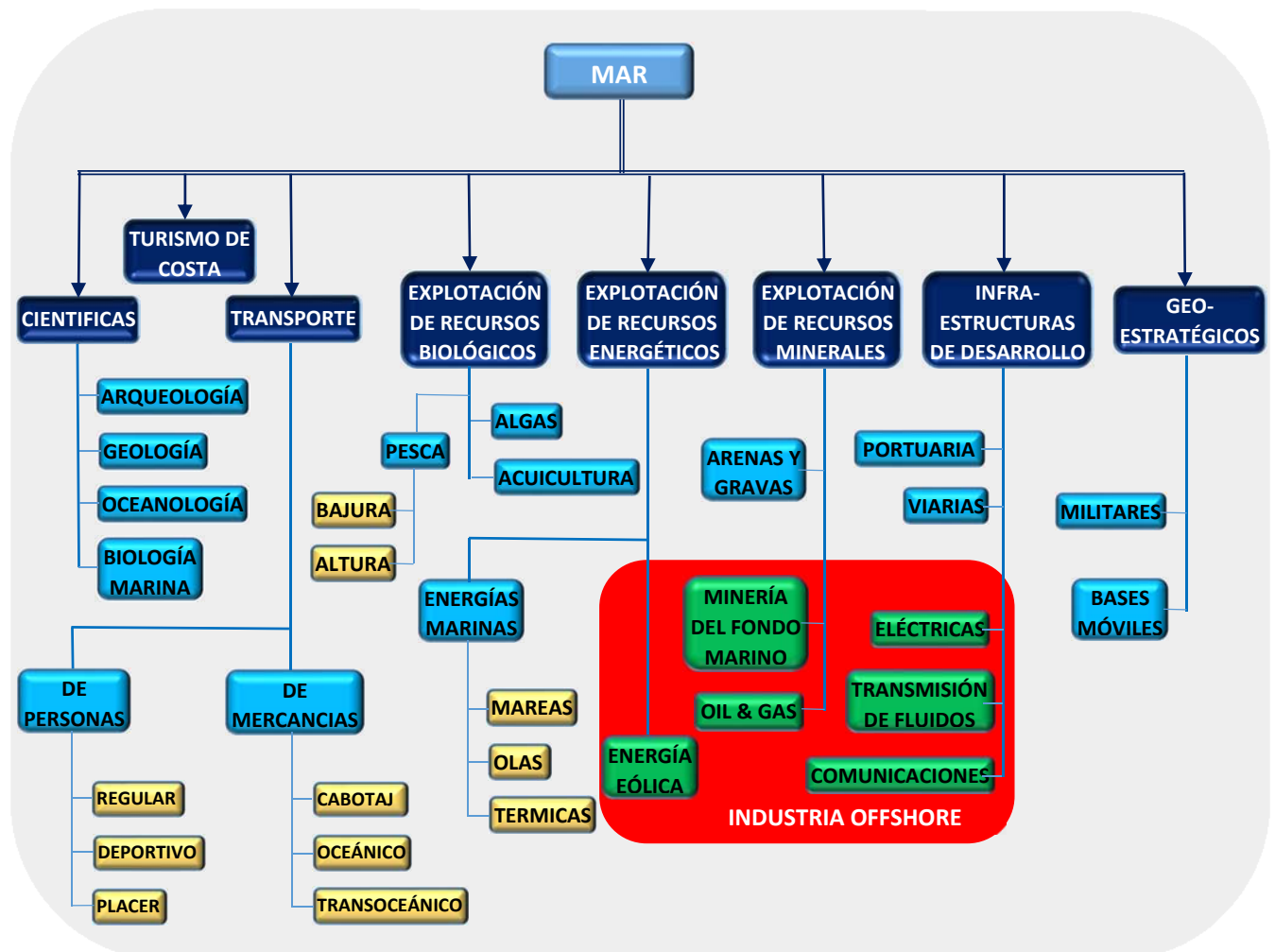
El término offshore en el campo de la tecnología se aplica en diferentes ámbitos:

- **Offshore powerboat racing**, embarcaciones deportivas offshore, diseñadas especialmente para carreras de gran distancia, punto a punto, de gran porte y potencia que pueden alcanzar velocidades entre 65 kn (105 km/h) a 250 kn (400 km/h), según categoría.
- **Offshore construction**, construcción offshore, es la instalación de estructuras e instalaciones en ambiente marino fuera de costa, usualmente para la producción y transmisión de energía o explotación de recursos minerales e hidrocarburos.
- **Offshore Oil & Gas**, relativo a la exploración y explotación de hidrocarburos como crudo, gas y condensados bajo el fondo marino.
- **Offshore Drilling**, perforación offshore, referida al proceso mecánico donde un pozo es perforado en el fondo marino, desde plataformas fijas o móviles que portan los equipos para llevar a cabo la perforación del pozo en las condiciones ambientales e impuestas por la profundidad del área de operación.
- **Offshore Wind Power**, referido a la construcción y explotación de campos eólicos en el mar para la generación eléctrica.
- **Offshore Industry**, referida principalmente a las actividades industriales de generación eólica y explotación de hidrocarburos en el mar, comprende las industrias auxiliares de construcción naval, suministros de equipos submarinos, etc.

No todas las actividades que se desarrollan en el mar, fuera de costa, se consideran incluidas en el ámbito offshore por los profesionales y la industria. El alumno ha tratado de exponer sobre una clasificación de

actividades socio-económicas desarrolladas en el mar por el hombre, aquellas que son consideradas en este ámbito offshore por los profesionales de esta industria, en base a toda la documentación consultada.

ACTIVIDADES SOCIO-ECONÓMICAS DESARROLLADAS EN EL MAR POR EL HOMBRE



La explotación de recursos energéticos, explotación de recursos minerales y la creación de infraestructuras de desarrollo, aglutinan todas aquellas actividades que junto con sus industrias auxiliares, actualmente se asignan a la industria offshore.

Dentro de la explotación de los recursos energéticos que proporciona el mar, la energía eólica se ha incluido dentro de la industria offshore por su situación alejada de la costa. Otro tipo de energías, al estar próximas a la costa y/o en aguas someras, no están incluidas en este ámbito.

La explotación de recursos minerales como es la industria Oil & Gas, en base a la cual se acuñó y desarrollo el termino offshore, es el núcleo de esta industria. La incipiente exploración y explotación del fondo marino en busca de recursos minerales, que en forma de nódulos polimetálicos, presentan concentraciones mayores que en tierra firme de plata, oro, cobre, manganeso, cobalto y zinc. La extracción de áridos, mediante procedimientos de dragado, para la industria de la construcción civil, protección y regeneración de costas, tampoco se incluye en la industria offshore, al realizarse en zonas relativamente cercanas a la costa y aguas someras.

Las infraestructuras de desarrollo, que incluyen los tendidos submarinos de líneas eléctricas de transporte, comunicaciones y transporte de fluidos como los desarrollados entre los campos petrolíferos de altamar y la costa a grandes profundidades y largas distancias, cuya construcción requieren de equipos altamente especializados, se incluyen igualmente en esta industria offshore.

Pese a lo anteriormente descrito, limitar la influencia de la industria offshore nos es ni mucho menos fácil. Ninguna de las fuentes consultadas ha aportado una idea clara sobre el alcance y actividades incluidas en el mundo offshore.

REFERENCIAS.

1. The Free Dictionary by Farlex. <http://www.thefreedictionary.com/offshore>
2. Wikipedia. <http://es.wikipedia.org/wiki/Offshore>

1.2 OPERACIONES OFFSHORE

ANEXO I. TIPOS DE BUQUES EN LAS FASES DE EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

ANEXO II. TIPOS DE BUQUES Y PLATAFORMAS PARA LA EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

ANEXO III. BUQUES DE SOPORTE A LA EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

ANEXO IV. MATRIZ DE PLATAFORMAS Y BUQUES EN EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA OIL & GAS

REFERENCIAS

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1. TIPOS DE POZOS OFFSHORE

2. FASES DE DESARROLLO DE UN CAMPO OFFSHORE

2.1. AUTORIZACIONES Y CONTRATOS

2.2. EXPLORACIÓN Y VALORACIÓN

2.2.1. INVESTIGACIÓN GEOFÍSICA

2.2.2. PERFORACIÓN DE EXPLORACIÓN

2.2.3. OPERACIONES DE PERFORACIÓN

2.2.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN. LODOS O "MUD"

2.2.5. CEMENTADO

2.2.6. OPERACIONES DE EMERGENCIA BAJO FALLOS

2.2.7. MONITORIZACIÓN DEL POZO PERFORADO

2.2.8. POZOS DE EVALUACIÓN, "APPRAISAL WELLS"

2.2.9. TERMINACIÓN DE POZO Y PREPARACIÓN PARA EXPLOTACIÓN. "WELL COMPLETION"

2.2.10. ABANDONO

2.3. DESARROLLO DEL CAMPO OFFSHORE

2.3.1. PERFORACIÓN PARA DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

2.3.2. CONSTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN

2.3.3. COMISIONADO DE SISTEMAS

2.4. OPERACIONES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO OFFSHORE

2.4.1. EMISIONES ATMOSFÉRICAS

2.4.2. AGUA DE PRODUCCIÓN Y OTRAS DESCARGAS ACUOSAS

2.4.3. QUÍMICOS PARA PROCESOS Y UTILIDADES

2.4.4. WORKOVER

2.5. ABANDONO

3. BUQUES Y PLATAFORMAS EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

PAGINA EN BLANCO

OPERACIONES OFFSHORE

Las mayores y más críticas inversiones en cualquier compañía petrolífera son aquellas que intervienen en la apertura y perforación de pozos para producción de petróleo o gas. El primer paso en las operaciones de perforación es el de revisar todos los datos disponibles de perforación en la zona para reducir los tiempos de aprendizaje y conocimiento y reducir los costes de inversión. El diseño eficiente y totalmente documentado de un pozo, se continúa con un programa comprensivo de ingeniería para completar los trabajos de perforación de forma segura. Las SSDRs son unidades específicas para operaciones de perforación y exploración offshore que han visto incrementadas en las últimas generaciones sus capacidades, como el mantenimiento de los pozos en un nivel operativo mínimo, actividad conocida como intervención o de forma más extensa “Workover”.

Las actividades principales que envuelven el desarrollo productivo de un campo offshore oil & gas, que forman parte de la primera fase productiva del petróleo y conocida en el argot como “Upstream” se podrían resumir en Planificación, Perforación, Terminación, Producción y Abandono. La segunda gran fase en la industria del petróleo u O&G es el “Downstream”, que incluye las fases de refino y las industrias derivadas como petroquímicas.

La evolución desde el descubrimiento al abandono de un pozo de producción offshore se puede esquematizar conforme a la *Fig. 1*.

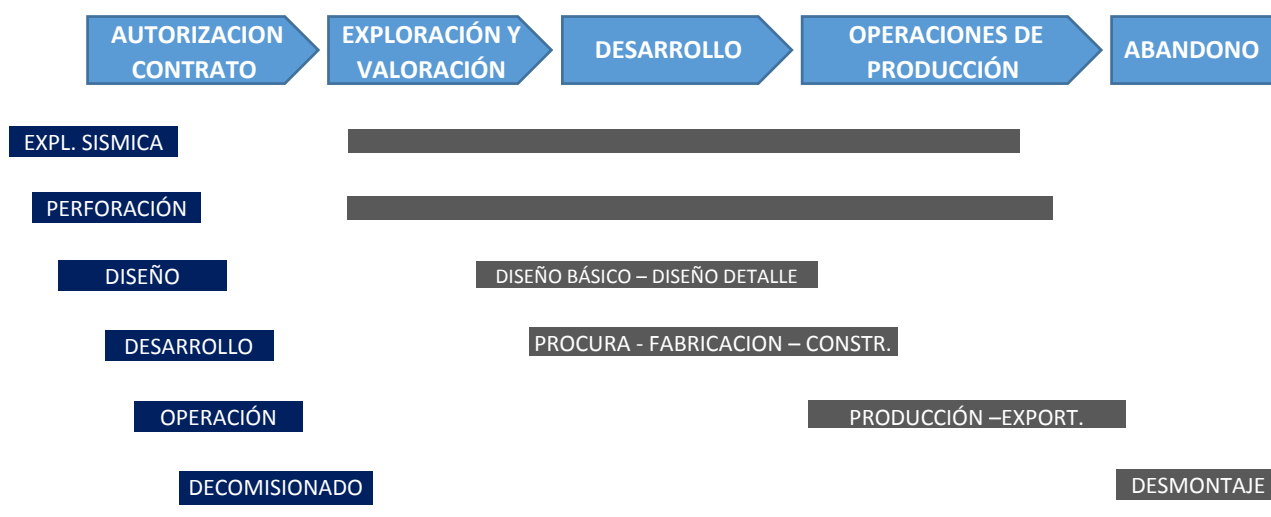


Fig. 1. Etapas y actividades en la exploración y desarrollo offshore del O&G

A continuación vamos a detallar cada una de estas fases, empezando por la aclaración de algunos conceptos básicos a conocer cuando queramos diseñar un equipo offshore en la industria O&G.

1. CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1. TIPOS DE POZOS OFFSHORE.

Hay diferentes tipos de pozos O&G offshore, que se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de fluido que producen. Unos producen petróleo, otros, petróleo y gas y por último hay pozos que solo producen gas natural. El gas natural es siempre un subproducto de la producción petrolífera, ya que las cadenas cortas de carbono quedan fuera de la solución debido a la reducción de presión cuando el crudo fluye desde la reserva a la superficie, efecto semejante al descorche de una bebida gaseosa cuando el dióxido de carbono escapa en forma de burbujas por el cuello de la botella. El gas no deseado puede presentar problemas de almacenamiento en la localización del pozo. Si no existe mercado cercano que haga su exportación viable o se produce en cantidades

relativamente pequeñas que haga su explotación económicamente inviable, este gas no tiene valor y se suele quemar en la antorcha. En otro caso puede ser conducido mediante tubería tras ser tratado a los receptores intermedios para su comercialización final. El quemado del gas en antorcha, debido a consideraciones medioambientales se ha vuelto políticamente incorrecto y económicamente inviable. Actualmente este gas se suele re-bombear a la reserva a través de pozos de inyección como vertido o para re-presurizar la formación. Otras soluciones es la exportación del gas en forma licuada, conocido entonces como GNL o LNG “Liquified Natural Gas”, en inglés.

Otra forma de clasificar los pozos es por su situación, onshore u offshore. Hay pequeñas diferencias en el pozo en sí. Un pozo offshore explota reservas bajo el lecho oceánico o marino. Por su logística, la perforación offshore es con mucho más cara que un pozo onshore. La mayoría y más grandes yacimientos actuales, se han descubierto y explotan bajo el océano.

Otra posible clasificación de los pozos es para que se perforan. Se pueden distinguir:

- Pozos “Wildcat”. Cuando un pozo se perfora por primera vez en un área o aquellos perforados con deseos basados en la fortuna de encontrar en áreas donde existe poco conocimiento o nulo de prospecciones anteriores. En algunas áreas la exploración se realiza en una fase muy avanzada y las posibilidades de encontrar crudo simplemente por perforaciones aleatorias es muy baja. De esta forma se invierte mas esfuerzos en pozos de exploración o de valoración.
- Pozos de Exploración. Cuando se perfora para explorar o reunir información en un nuevo área.
- Pozos de Valoración (“Appraisal Wells”). Cuando se perfora para evaluar las características (caudal o calidad, p. ej.) en una reserva verificada de hidrocarburos.
- Pozos de Producción. Cuando se perfora para producir O&G una vez que la estructura de producción y las características de un campo han sido establecidas.

Los pozos de producción a su vez, pueden ser categorizados como:

- De producción de crudo, “Oil Producers”, aquellos que producen predominantemente hidrocarburos líquidos con cierto gas asociado.
- De producción de gas, “Gas Producers”, aquellos que producen enteramente hidrocarburos gaseosos.
- De inyección de agua, “Water Injectors”, donde se requiere la inyección de agua en la formación para mantener la presión en la formación o simplemente para el vertido de agua producida al tiempo que el hidrocarburo y proveniente del tratamiento del crudo previo a la exportación. La inyección de agua es una parte integral de la gestión productiva y medioambiental de la reserva.
- De inyección de gas, “Gas Injectors”, donde se inyecta gas en la reserva como vertido o para una posterior recuperación y tratamiento para producción o exclusivamente para mantener la presión de la reserva.

2. FASES DE DESARROLLO DE UN CAMPO OFFSHORE.

2.1. AUTORIZACIONES Y CONTRATOS.

La exploración y producción en la industria oil & gas está regulada principalmente por un sistema de licencias gestionado por las autoridades gubernamentales en cuyo territorio se localiza el campo objeto de exploración o explotación. Estas licencias se otorgan por actividad, como se comentará a continuación. Estas licencias se otorgan por un periodo temporal fijo, que suele durar dos años, con posibilidad de renovación. Como ejemplo, la primera licencia otorgada por el gobierno británico para la exploración al sur del Mar del Norte, lo fue en 1964 para exploración. Un año más tarde se descubrió un yacimiento de gas. La licencia se ha ido renovando cada dos años hasta la fecha. La legislación británica distingue dos tipos de licencia:

- Licencia de exploración. Estas no son exclusivas a un solo operador y permiten exploraciones no intrusivas, como la adquisición de datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos en un territorio que no esté bajo otra licencia de exploración o licencia de producción. Admite la perforación de pozos de prospección sin que excedan los 350 m de profundidad.

- Licencia de producción. Estas garantizan a su poseedor los derechos exclusivos para la búsqueda y perforación del fondo marino para la obtención de recursos fósiles en el área, distribuida en bloques específicos. Al objeto, la superficie se divide en cuadrantes de 1º de latitud por 1º de longitud. Cada cuadrante se divide en 30 bloques de 10 x 12 minutos. La superficie media de cada bloque es de 250 km².

Una vez que el operador ha obtenido la licencia, se procede a la ejecución de los contratos privados entre partes para la ejecución de los distintos trabajos licenciados. Las compañías operadoras no suelen disponer de los recursos necesarios para la ejecución de toda la cadena productiva de la actividad y esta se contrata a otras compañías especializadas. Lo habitual es que las operadoras asuman las instalaciones de explotación y proceso durante la fase de producción, subcontratando el resto.

En los contratos de perforación offshore participan diferentes entidades privadas que forman parte del equipo del proyecto en sus diferentes niveles.

1. Compañía de operaciones. Es la Compañía o consorcio que obtiene los derechos de explotación del recurso mineral de las autoridades jurisdiccionales y que a su vez subcontratan las diferentes fases de exploración y explotación a otras compañías especializadas. Ejemplo de compañías de operaciones pueden ser conocidas con su nombre matriz o con el nombre de su división específica: ExxonMobil, BP, Shell, Repsol, Chevron, etc.
2. Contratista de perforación/exploración. Compañía que asume en su acuerdo con la compañía de operaciones, los trabajos específicos de exploración, perforación y preparación del pozo para su explotación económica en los términos específicos del contrato y que aporta los recursos técnicos y equipos, tanto humanos como materiales para llevar a cabo esta tarea, así como la gestión integral del proyecto en conjunción con otros subcontratistas. Ejemplos de estas compañías operando bajo su nombre matriz o bajo cualquiera de sus subsidiarias son: Noble Corporation, Transocean, Aker Drilling, Atwood Oceanics, Ensco plc, etc.
3. Compañías de servicios. Compañías que proveen servicios específicos a la exploración y producción de petróleo pero que no exploran o producen por sí mismas. Proveen infraestructuras, equipos, propiedad intelectual y los servicios necesarios para la industria internacional del oil & gas. Ejemplos de estas compañías operando bajo su matriz o subsidiarias son: BJ Services, Aker solutions, Baker Hughes, Saipem, Halliburton (ESG solutions), Mc Dermott International, Schlumberger, Technip, etc.
4. Compañías de suministros. Suministran toda clase de servicios y suministros específicos como servicios de catering, alojamiento en alta mar, remolque, buques de suministros, dragado, etc. Ejemplos de estas compañías son: Bourbon (buques de soporte offshore, AHT, AHTS, PSV, etc), Prosafe (Buques para acomodación offshore), Jan de Nul, etc.

2.2. EXPLORACIÓN Y VALORACIÓN.

El propósito de la actividad de exploración es la de identificar la viabilidad comercial de reservas de crudo y gas en el subsuelo marino. Las condiciones necesarias para que esas reservas se hayan acumulado de forma económica explotable son complejas y dependen en gran medida del pasado geológico y de las formaciones y estructuras geológicas actuales. Para que tenga lugar la formación de un depósito, una combinación entre fuentes potenciales, rocas capaces de almacenar estas reservas y vías de migración y estructuras geológicas que puedan atrapar y contener estos fluidos han de coincidir. Encontrar estas reservas y estimar la probabilidad de que contengan petróleo y gas es un proceso técnicamente complejo que requiere el uso de una variedad de técnicas. Tales técnicas incluyen prospecciones sísmicas en aguas profundas y, perforación y extracción de muestras y exploraciones aero-magnéticas o gravimétricas.

En base al conocimiento geológico general, se han identificado grandes áreas de la tierra como prospectivas, con potencial de contener reservas de petróleo o gas. Los posibles campos se exploran y clasifican utilizando técnicas de mapeo de superficies e investigaciones geofísicas, sísmicas, que ayuda al conocimiento de la composición geológica bajo la superficie. Las investigaciones aero-magnética y gravimétricas son útiles en la definición de la estructura general como las cuencas sedimentarias, pero no para determinar las áreas con potenciales reservas de crudo y gas. Las áreas de potencial interés son sometidas a estudios geofísicos más detallados, que pueden incluir la re-interpretación los datos sísmicos existentes o conducir nuevas campañas. La única manera confiable de determinar si las formaciones identificadas contienen hidrocarburos es la perforación. Sin embargo, la decisión de perforar no es tomada exclusivamente por motivos geológicos. Otros como requerimientos gubernamentales, factores económicos (costes de perforación, costes de transporte, oportunidades de mercado, riesgo financiero, etc) y de la viabilidad técnica (incluyendo la seguridad y consideraciones ambientales) se han de tener en cuenta en la toma de decisión.

2.2.1. INVESTIGACIÓN GEOFÍSICA

Las técnicas aplicadas en superficie no permiten la extrapolación fiable sobre la geología del subsuelo. Aunque se pueden utilizar otros métodos para el reconocimiento, las técnicas de investigación sísmicas se plantean como el método más eficaz de desarrollar una comprensión de la geología profunda de un área submarina. Los estudios sísmicos se basan en los mismos principios que se utilizan para grabar datos durante los terremotos pero utilizan una fuente de energía mucho más pequeña hecha por el hombre para generar ondas de energía que se dirigen a la corteza terrestre. Algunas de estas ondas de energía son reflejadas o refractadas en estructuras geológicas profundas bajo la superficie y recogidas por detectores sensibles (geófonos o hidrófonos). Los geófonos se despliegan en la superficie del sedimento y detectan la velocidad de las partículas, mientras que los hidrófonos se utilizan principalmente en sísmica marina para detectar ondas de presión (sonido) en el agua. La fuerza y la velocidad de las ondas de retorno se ven afectadas por la naturaleza de las formaciones y otros medios a través de los que han viajado. Los datos se registran y se interpretan utilizando una combinación de software y juicio experto para producir mapas geológicos.

Los levantamientos sísmicos marinos se realizan con buques especializados en investigación que despliegan una fuente sísmica, normalmente una serie de cañones de aire, por debajo de la superficie del mar para generar ondas de presión (sonido) que transmiten a través del mar, los sedimentos y las estructuras geológicas del subsuelo. Las ondas de presión reflejadas son recogidas por una serie de hidrófonos, normalmente dispuestos a intervalos a lo largo de serpentinillas flotantes (streamers) remolcados justo debajo de la superficie del mar detrás de la embarcación. Cuando se utilizan streamers, las correcciones tienen que ser calculada para compensar la desviación inducida por las corrientes (efecto de desvanecimiento). Uno o más buques de apoyo acompañan normalmente a los buques de investigación sísmica, que sirven de enlace con pescadores y otras embarcaciones menores y evitar colisiones con los streamers.

En ocasiones, un sistema multi-componente que involucra una combinación de geófonos e hidrófonos puede ser desplegada en la superficie del fondo marino. Estos están dispuestos a lo largo de cables que pueden ser remolcados por detrás del barco (array arrastrado) o levantadas y reemplazadas en una nueva ubicación. Este tipo de disposición suelen involucrar dos buques, uno que arrastra los sensores y procesa los datos y otro que arrastra la fuente desplegada. Los sistemas de componentes múltiples se consideran mejores para penetrar a través de algunas estructuras que son opacos a las técnicas de investigación sísmica de arrastre tradicionales. Este método de despliegue de hidrófonos no se utiliza por lo general en el estudio sísmico inicial. Hay dos tipos, una un conjunto de guirnalda remolcadas con la participación de hasta 750 metros de cable que se pueden utilizar hasta profundidades de 2.000 metros, o un cable marino de doble sensor, de hasta 72 kilómetros que se pone en el fondo del marino, pero sólo en aguas de hasta 200 metros de profundidad. El despliegue y la recuperación de los cables se hace de en líneas rectas, sin arrastre lateral, aunque las mareas y otras corrientes pueden causar que esto ocurra.

Los estudios sísmicos utilizan principalmente metodologías de 2 dimensiones o 3 dimensiones:

- **Sísmica 2-D.** Utiliza un solo streamer hidrófonos remolcados detrás del barco de investigación junto con una sola fuente. Las ondas de presión reflejadas se supone que se encuentran directamente debajo de la serpentina, por lo que se conoce como 2-D. Repetidas líneas paralelas son típicamente caladas a intervalos de varios kilómetros (a 0,5 kilómetros mínimo) y un segundo conjunto de líneas en ángulos rectos a la primera para formar un patrón de rejilla. La sísmica 2-D proporciona una amplia comprensión de la geología de la zona, sin embargo, su debilidad reside en la interpretación de lo que está entre las líneas de la cuadrícula.

- **Sísmica 3-D** utiliza uno o más streamers de hidrófonos remolcados detrás de una embarcación. Se despliegan líneas estrechamente espaciadas (unos 25 o 30 metros de distancia) en líneas paralelas que se remolcan en una "pista" imaginaria, previamente marcada. A diferencia de la Sísmica 2-D sin cruz, esta es más tupida. En términos simples, la sísmica 3-D recoge una serie de cortes 2-D a intervalos muy cortos que se pueden interpretar para producir un levantamiento 3-D de la geología del área estudiada.

Los estudios de Sísmica 2-D se pueden realizar de forma relativamente rápida y poco costosa, pero los datos producidos, aunque valiosos, no dan la suficiente precisión como las investigaciones 3-D. En consecuencia, la mayoría de los estudios sísmicos marinos actuales llevados a cabo para la identificación de reservas de petróleo y gas se realizan en 3-D.

Los datos de los estudios sísmicos pueden ser reinterpretados como el resultado de la información de otras fuentes, incluyendo la perforación de exploración. Un estudio sísmico no debe ser visto sólo como una herramienta de exploración. Las campañas se realizan periódicamente en las áreas con campos ya en desarrollo para proporcionar nueva información sobre el depósito y como referencia a la toma de decisiones sobre el desarrollo de la perforación así como la gestión de los yacimientos.

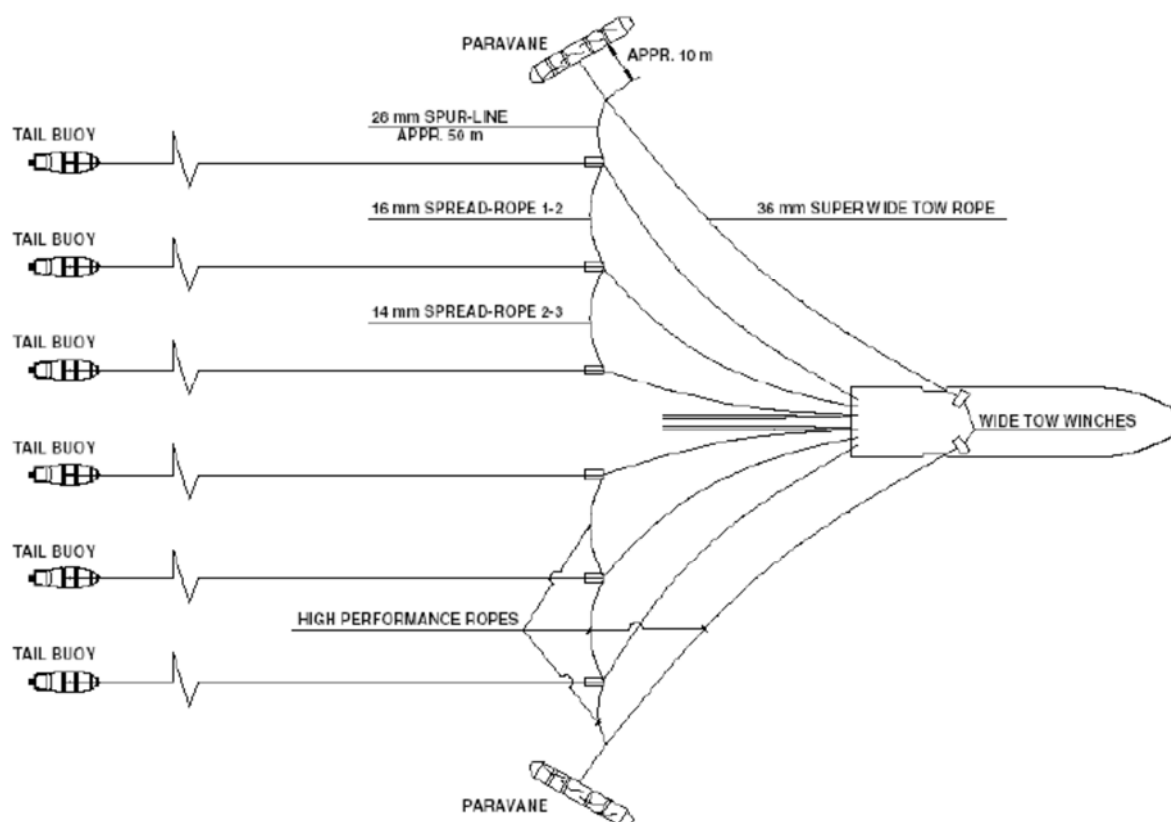


Fig. 2. Disposición de remolque de 6 streamers por un buque de investigación sísmica. Ref 2.

En algunas áreas desarrolladas, se disponen matrices fijas de receptores sísmicos (sistema multi-componente) desplegados en el fondo del mar y conectada por una serie de cables paralelos que permiten la investigación sísmica en las distintas fases de evolución de una determinada zona. Este método proporciona una más detallada

información, con la evolución temporal en la producción del hidrocarburo. Esta nueva técnica de exploración sísmica se conoce como **Sísmica 4-D**.

En ocasiones, los perfiles sísmicos verticales (VSP) se pueden generar a través de la implementación en un pozo de una serie de geófonos espaciados en un cable. La fuente sísmica se despliega en la columna de agua suspendida, ya sea desde el equipo de perforación o plataforma (si es fija tendrá cero desplazamiento VSP) o de una fuente recipiente a cierta distancia del pozo (offset VSP). La técnica VSP permite que los datos de la rocas / estructuras encontradas durante la perforación se puedan correlacionar con los datos sísmicos. Estas investigaciones suelen ser de corta duración (1-2 días) y utilizan fuentes con volúmenes intermedios entre los que se utilizan en las investigaciones sísmicas típicas y perforación.

En la *Fig. 2* se ha representado la disposición típica de un buque de investigación sísmica remolcando 6 streamers.

En la *Fig. 3* se ha representado en sección esquemática el proceso de identificación de los lechos porosos con reservas de hidrocarburos desde un buque de exploración sísmica.

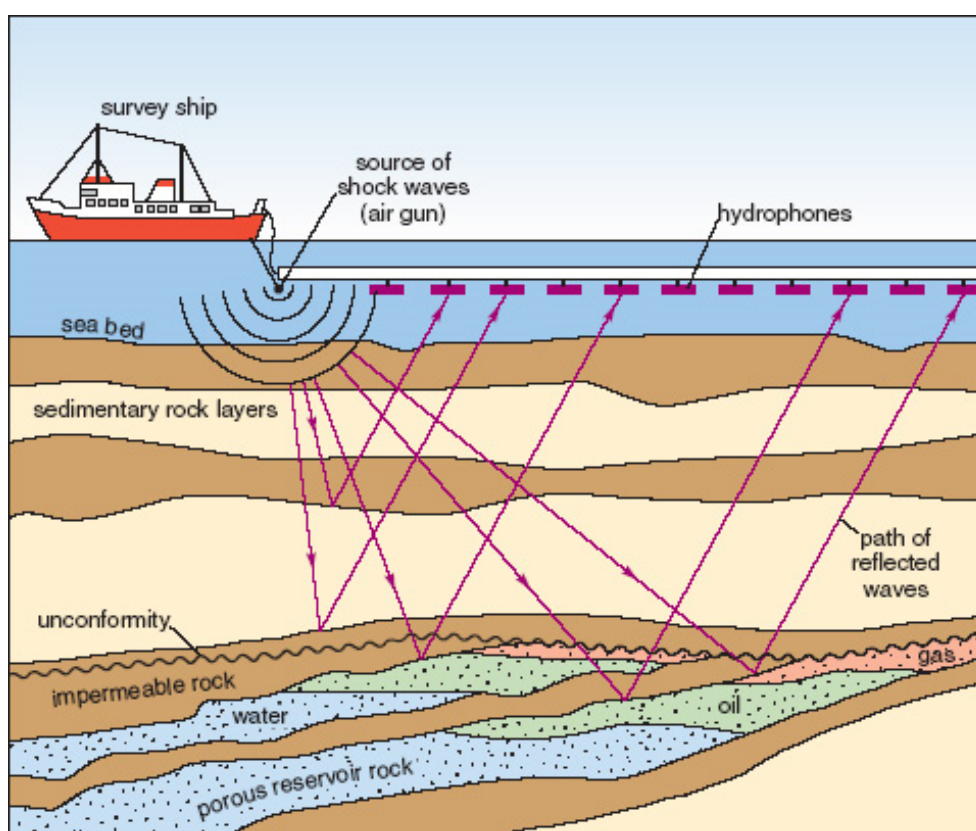


Fig. 3. Detección geológica de los substratos porosos receptores de hidrocarburos. Ref http://labspace.open.ac.uk/file.php/5177/moddata/resource/62836/Items/S278_1_section9.html.

2.2.2. PERFORACIÓN DE EXPLORACIÓN.

Interpretadas la información obtenida durante la investigación sísmica, se identifica la zona donde se procederá a la perforación para valoración e idoneidad a la explotación. En una primera fase, se definen y planifican los objetivos de la campaña. En esta planificación se incluye la valoración de los costes del pozo a perforar. El objetivo más simple de un primer pozo en un área (pozo exploratorio, en inglés “wildcat well”) puede ser la de determinar si la estructura identificada contiene petróleo y / o gas. Cuantos más complejos sean los objetivos y la gama de pruebas solicitadas, mayor es el tiempo requerido para completarlos. Los Objetivos definirán la información reunida durante la perforación, incluyendo datos del pozo de perforación y posibles pruebas realizadas así como si el pozo se cierra, sella y abandona a la finalización del programa o suspende para ser

retomado en una fecha posterior. En ocasiones, los objetivos pueden incluir la ejecución de un camino lateral alternativo a la perforación principal en el caso de que se encuentran hidrocarburos.

La ubicación de los orificios en el fondo marino (y por lo tanto la posición de la SSDR) es normalmente elegida para lograr la perforación más corta así como evitar riesgos en superficie. Antes de que un pozo sea perforado desde una unidad móvil de perforación, la información sobre la estabilidad de los sedimentos superficiales y peligros potenciales del subsuelo (por ejemplo, formaciones de gas poco profundos) deben ser conocidos para asegurar que la plataforma no se encontrará con problemas al colocar o perforar la superficie. Las SSDRs utilizan un rango de técnicas para la inspección del lugar, incluyendo estudios sísmicos 2-D, aunque utilizan un aparejo más pequeño y streamers más cortos que en los anteriormente descritos. La inspección normalmente cubre un área relativamente pequeña de fondo marino, en el orden de 2 o 3 km². Estas inspecciones también pueden recopilar información del lecho marino, sedimentos, fauna y la contaminación de fondo.

En la programación de una operación de perforación se ha de tener en cuenta los siguientes factores:

- Condiciones meteoceánicas
- Condiciones medioambientales de la campaña así como las condiciones incluidas en la licencia de exploración
- Disponibilidad de equipos de perforación (SSDRs, Drill Ships, etc)
- Compromisos adquiridos con la autoridad gubernamental
- Otros compromisos y objetivos de la compañía

El diseño del pozo, incluidos la longitud y el diámetro de las diferentes secciones del pozo, así como el encamisado y el tipo de fluido de perforación a ser usado y la contingencias a prever, dependen de la naturaleza de la formación rocosa a ser perforada, la longitud del pozo y los objetivos a cubrir.

2.2.2.1. Plataformas de perforación.

Los pozos de exploración son invariablemente perforados desde plataformas móviles. Estas plataformas se pueden encuadrar en tres tipos básicos:

- **JACK-Ups.** Básicamente se componen de un casco con capacidad de flotación con tres o más columnas de celosía sobre las que el casco puede subir o descender cuando las anteriores se apoyan firmemente sobre el fondo marino. La plataforma se remolca a la localización con las columnas elevadas sobre el casco para proveer un calado mínimo admisible. Cuando se alcanza la localización de perforación, la plataforma baja sus columnas hasta apoyar sobre el fondo, repartiendo la carga uniformemente y suspendiendo el casco fuera del mar apoyado sobre estas, por encima de la altura de ola máxima. La posición de la plataforma se mantiene, por tanto, gracias al apoyo de las columnas en el fondo. No se requieren anclas ni fondeos. En caso de fondos no consolidados, se puede verter grava o escollera en el fondo para evitar el efecto de las corrientes sobre el apoyo. Estas plataformas están limitadas en profundidades de hasta 155 m. Tienen uso frecuente en aguas someras y presentan una plataforma estable y carente de movimientos inducidos por el mar, lo que hace posible el empleo de equipos mucho más simples que en otros aplicaciones flotantes.



Fig. 4. Jack-Up con cantiláver instala junto a Jacket.

- **Semi-Sumergibles.** Estas unidades están en flotación en todo momento, son las plataformas más utilizadas en aguas profundas. La plataforma puede ser remolcada hasta la ubicación de operación o, en unidades autopropulsadas, navegar por sus propios medios. La configuración genérica de estas unidades es la de dos pontones paralelos sobre los que se disponen columnas estancas para el apoyo de la estructura de cubierta. El número de columnas dependerá de la zona operativa y las características dinámicas requeridas, así como la soporte de la carga de cubierta. Los pontones contienen los tanques de lastre. La altura de la plataforma sobre el mar puede ser alterada mediante el bombeo del lastre dentro o fuera de los pontones. Durante las operaciones de perforación, la altura de cubierta se reduce, manteniéndose por encima de la altura de ola. Estas plataformas se eligen en aguas profundas y condiciones ambientes hostiles. La posición sobre la ubicación de perforación se mantienen mediante fondeos o por sistemas de posicionamiento dinámico, DPS, utilizando una serie de propulsores acimutales mediante un control centralizado. El fondeo de la plataforma típicamente implica el despliegue por parte de un buque de asistencia, AHT (Anchor Handling Tug) de ocho o más de 12 líneas con anclas de alta eficiencia o anclajes penetrantes en el fondo marino. Los fondeos están unidos a la plataforma por cable y cerca del ancla por cadena, de los cuales una proporción (un mínimo de 100 m) se encuentra en el fondo del mar. Los winches permite pequeños ajustes en la posición de la plataforma. La disposición precisa de los anclajes en torno a un equipo de perforación está definida por un análisis de amarre que tenga en cuenta factores que incluyen profundidad, mareas, corrientes, vientos y las características de los fondos marinos. El radio típico de un patrón de anclaje para una semi-sumergible de perforación a una profundidad de 100 metros es de 1300 - 1400 m.
- **Drill ships.** Buques con casco convencional adaptado, con un moonpool que permite el despliegue de la línea de perforación a través del casco. Tienen medios de propulsión propia por lo que no dependen de los remolcadores para el tránsito marino. Mantienen la posición con DPS y / o fondeos. Estos buques pueden operar en aguas profundas. Sin embargo, debido a la forma del casco, se ven más afectados por el viento y el movimiento del mar que las plataformas semi-sumergibles, y como consecuencia son más propensos a periodos de inactividad por inclemencias.

Los principales sistema de una plataforma de perforación incluyen:

- Sistema de potencia:
 - o Motores diésel que proporcionan la fuente de energía primaria.
 - o Generadores eléctricos acoplados a los diésel que generan energía eléctrica en media tensión
 - o Equipos mecánicos, movidos por motores eléctricos
 - o Equipo de elevación, usado para la elevación de cargas pesadas, y compuesto por un winche mecánico denominado “drawworks” que recibe uno de los extremos y provee la tensión de elevación a un cable de acero que forma parte de un aparejo compuesto por poleas de retorno y pastecas de suspensión, y un winche de acopio conectado en el otro extremo del cable que acopia el exceso de cable o provee el cable necesario para alcanzar la cota requerida.
 - o Mesa rotatoria, que forma parte del equipo de perforación y proporciona par de rotación a la tubería de perforación.
 - o Swivel, gran elemento de suspensión que soporta el peso de la línea de perforación, permite su rotación y provee de presión a la broca para que corte en el fondo del pozo.
 - o Kelly, junta rotativa para la transmisión de fluidos a los tubulares de la línea de perforación
 - o Top Drive, como alternativa a la mesa rotativa y en su sustitución, provee de movimiento rotatorio a la línea de perforación por medio de un motor eléctrico o hidráulico y a su vez sustituye al Kelly. Este sistema se ha impuesto en la actualidad a la mesa rotativa.
 - o Línea de perforación, consiste en una tubería de perforación compuesta por juntas o spools de 9 m de longitud y collares, tubería más pesada y de mayor diámetro que la anterior que proporcionan peso en la cabeza de perforación.

- Cabeza de perforación o “Drill bit” conectada al final de la línea de perforación y que es la encargada de romper la roca. Las hay en diferentes formas y materiales en función del material a perforar.
- Sistema de fluido de perforación
 - Bombas de lodo, movidas por grandes motores eléctricos, proporcionan fluido de perforación a la línea de perforación en grandes caudales y presiones. Son bombas alternativas, de pistón.
 - Líneas de retorno de lodos, conectan el diverter con la línea de clasificación
 - Cribas, seleccionan el material cortado y lo separan del fluido de perforación, para enviarlo a vertedero.
 - Descgasificadores, remueven posibles inclusiones de gas del fluido de perforación
 - Ciclones, remueven arenas del fluido de circulación
 - Tanques de reserva, donde se mezclan y recicla el lodo de perforación

2.2.3. OPERACIONES DE PERFORACIÓN.

2.2.3.1. Posicionamiento de la SSDR.

La localización de perforación se indica generalmente en las cartas náuticas. En aguas poco profundas buques auxiliares fondean una boya para más garantías y referencia de aquellas unidades que utilizan fondeos o buques de apoyo para su posicionamiento. AHT asisten en este caso a la SSDR en el fondeo. En el caso de unidades con DPS, están se sitúan sobre la posición de forma autónoma. Una vez posicionada se procede a la inspección del fondo marino (aunque previamente esta inspección ha sido completada por buques auxiliares y la información incluida en las condiciones contractuales de servicio). Esta inspección se realiza con uno de los ROVs a bordo de la SSDR y se usa para confirmar los equipos a utilizar en la perforación. En esta misma fase, se fondean sobre el fondo marino unos trasponders que asistirán a la unidad a posicionarse correctamente en coordenadas relativas durante las operaciones posteriores.

Los sistemas de posicionamiento dinámico se hacen necesarios cuando la profundidad es superior a aquella en la que no es posible el uso de los sistemas de fondeo tradicionales por el elevado peso del sistema y la elasticidad excesiva de las líneas. Con el uso de los trasponders instalados en el fondo marino y los hidrófonos instalados en la SSDR que reciben y envían la señal al sistema de control para ser procesada, se identifica en tiempo real la posición del buque en relación con el cabezal del pozo y, dependiendo del desplazamiento respecto de la posición prefijada, se actúa sobre los thrusters instalados en velocidad y orientación para mantener la SSDR dentro del rango admisible de operación. Comparado con un sistema de fondeo, el posicionamiento dinámico tienen la ventaja de permitir una cierta posibilidad de rotación en la parte del buque y de esta forma permite la mejor orientación a las acciones de viento, corriente o las olas. En algunos casos se usan varios sistemas de medición de la posición vertical pues la presencia de burbujas de gas en el agua o la interferencia con el sonido de las palas pueden falsificar la recepción de los hidrófonos. Es posible usando dispositivos especiales, la medición del ángulo de inclinación de un cable, conectado a un punto fijo en el fondo y manteniendo una tensión constante. Otros métodos más refinados usan modernos sistemas de posicionamiento por GPS

2.2.3.2. Posicionamiento de la base guía temporal.

El primer paso en las operaciones de perforación es la instalación de la base guía temporal, “TGB”, acrónimo inglés de Temporary Guide Base, primera pieza del equipo en ser instalada sobre el fondo que sirve de base para todos los otros equipos submarinos que se instalaran a continuación y como anclaje de las cuatro líneas guía (en cable de acero de $\frac{3}{4}$ ” o $\frac{7}{8}$ ”) que se utiliza para la instalación de los equipos de perforación y los encamisados del pozo desde la plataforma hasta el fondo. La TGB es circular, octogonal o cuadrada a base de perfiles metálicos de unos 31 m² de sección con compartimentos para lastre sólido. El peso sin lastre suele ser de 4 t, pero tras lastrarse con sacos de cemento, barita u otro material pesado llega a las 14 t. la TGB se posiciona inicialmente sobre el moonpool de cubierta de SSDR. Una herramienta específica para la instalación es conectada sobre la

TGB y a la tubería de perforación montada sobre el top drive. Se sumerge hasta el fondo marino donde unas picas instaladas en las esquinas se hunden en las capas subyacentes del fondo aportando un anclaje firme. La horizontalidad se puede verificar mediante el nivel de burbuja instalado sobre su estructura, con visión remota desde el ROV.

Una vez anclada la TGB, las líneas guía se mantienen bajo una tensión prefijada con un sistema de tensión constante montado sobre sus maquinillas instaladas bajo la cubierta de perforación.

En el centro de la TGB hay una apertura circular con una chimenea cónica proyectada por encima de esta, que quedará instalada posteriormente en el fondo de otra estructura, la guía base permanente. La cabeza de perforación y todas las operaciones subsecuentes en el pozo se conducirán a través de esta chimenea cónica.

Por debajo de los 400 m de profundidad, el sistema de líneas guía no trabaja de forma apropiada, y de esta forma este sistema se sustituye por un sistema de captura mediante chimeneas cónicas y la ayuda al guiado mediante ROVs.

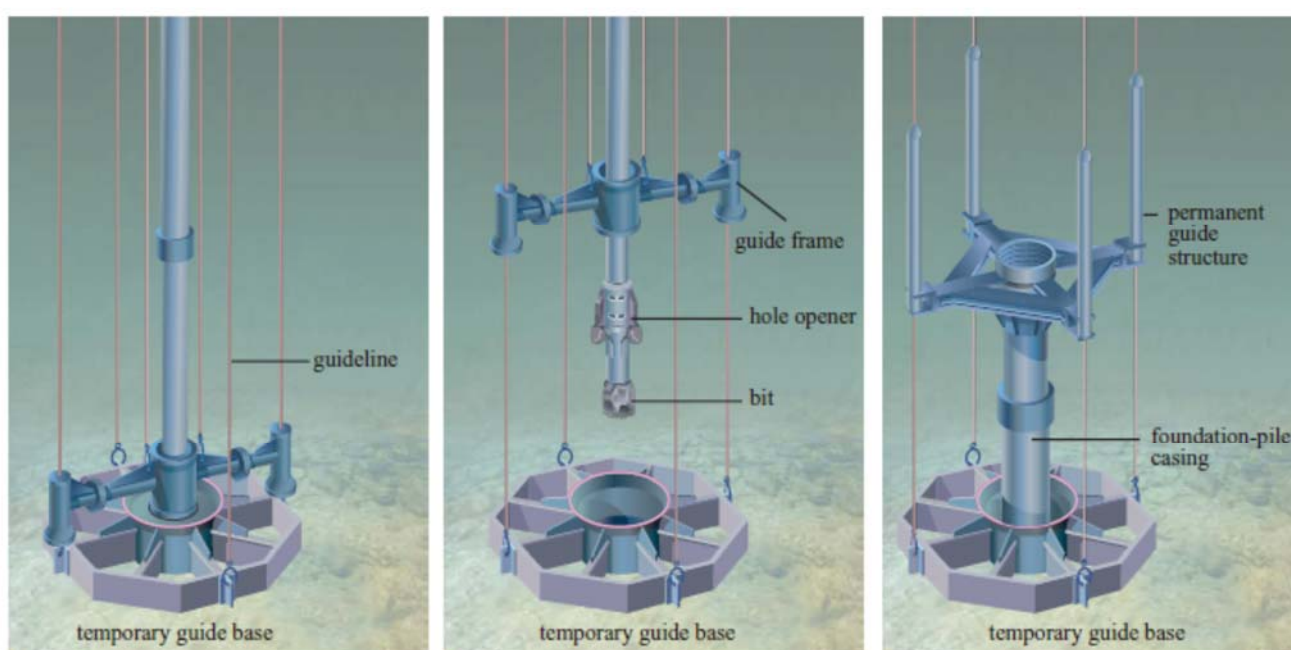


Fig. 5. Instalación de plantilla temporal y permanente de perforación, TGB y PGB.

2.2.3.3. Inicio de la perforación. Camisas.

Se inicia la perforación de un primer pozo de 36" (914.4 mm) a una profundidad típica entre 100 o 200 pies (entre 30 a 61 m). La cabeza de perforación es guiada mediante la TGB usando una plantilla de guiado (UGF, "Utility Guide Frame") fijada alrededor de la tubería de perforación justo por encima de la cabeza de perforación, "bit", y montada sobre las líneas guías montadas previamente, ver Fig. 5. Una vez que la cabeza ha sido guiada a través de la TGB y apoyada sobre el fondo marino, se inicia la rotación y perforación. Tras los primeros 10 metros perforados, la UGS es retirada a la superficie ya que la cabeza de perforación queda guiada por la propia perforación.

El taladro de 36" se perfora usando un bit de 18 1/2" y un escariador de 36" montado sobre el anterior, Fig. 5. Este primer taladro se realiza usando agua de mar como fluido de perforación, quedando el material arrancado sobre la superficie marina alrededor del pozo. Una vez completada la longitud requerida, se inunda con lodo de perforación, para remover los detritus remanentes y evitar que se colmate con el material colindante del fondo, hasta que se instale el primer tramo de encamisado.

Las especificaciones con las que se diseñan y fabrican encamisados para pozos offshore son API 5CT e ISO 11960:2004. Dada la naturaleza ácida del crudo, el material ha de estar certificado para servicio según NACE

MR0175. Las conexiones roscadas representan el 3% de la longitud de cada tramo. Es en estas uniones donde se localizan el 90% de los fallos mecánicos de los encamisados. En cuanto a coste las uniones roscadas suponen entre el 10% y el 50% del coste de los tubulares. Las conexiones se realizan conforme a los estándares API, y se distinguen varios tipos de perfiles:

- STC
 - o 8 filetes por pulgada
 - o La rosca tiene un perfil redondeado en la raíz
 - o Perfil cónico
- LTC
 - o 8 filetes por pulgada
 - o La rosca tiene un perfil redondeado en la raíz
 - o La sección de la rosca es mayor que en la sección STC con lo que sella mejor y tienen mayor resistencia a la tensión que el perfil STC
 - o Perfil cónico
- Reforzada (Buttres)
 - o 5 filetes por pulgada
 - o Falta de simetría en la carga en los conectores

La solución habitual es conectar los tramos de tubería con manguitos roscados

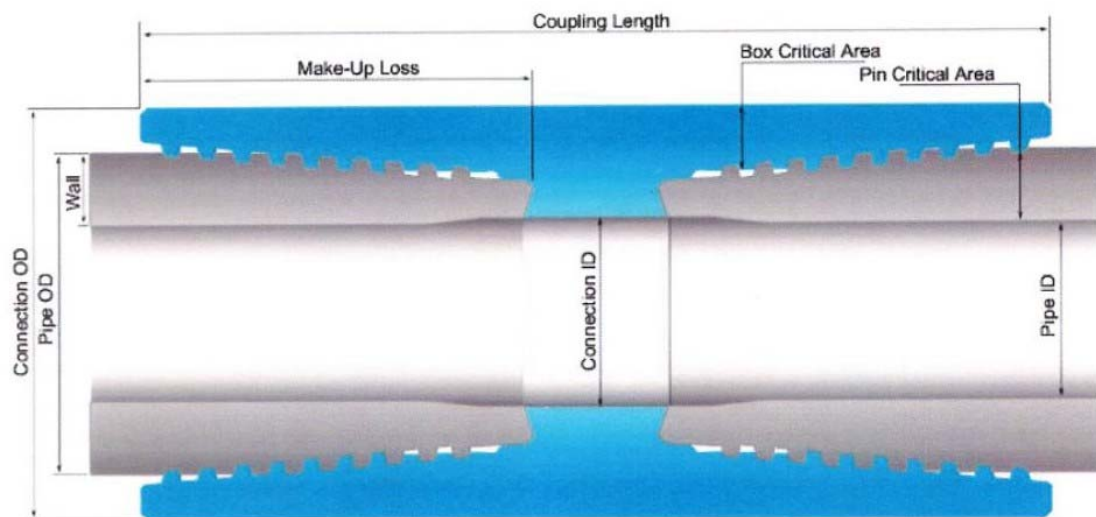
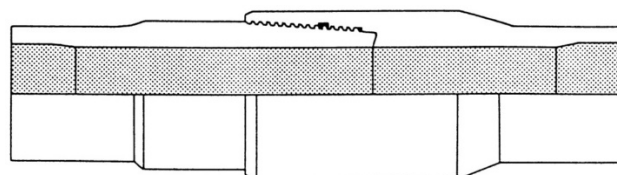


Fig. 6. Conexión de camisas tubulares con manguitos roscados

La estanqueidad en la unión roscada se realiza por rozamiento en los filetes roscados, metal a metal (MTC, "Metal Thread Coupled").

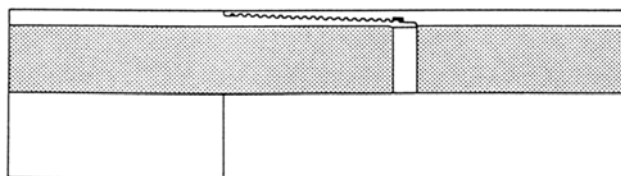
Se presenta otro tipo de conexiones :

- Conexión integral, IJ, "Integral Joint connection"
 - o Solo presenta un extremo roscado frente a los dos del sistema MTC
 - o Menor diámetro exterior en el punto de conexión
 - o La unión admite entre el 70% al 80% de la tensión del núcleo del tubular.



- Conexión enrasada, FJ, "Flush Joint"

- El diámetro exterior es el mismo al del núcleo del tubular
- La unión admite entre el 45% al 60% de la tensión del núcleo del tubular.



2.2.3.4. Instalación del “Conductor”. Cementado

Sobre el primer tramo perforado se instalara el primer tramo de camisa de 30” de diámetro, 762 mm OD, conocido con el término inglés de “Conductor”. Este primer tramo lleva instalado en su extremo superior un dispositivo para posteriores conexiones y montajes llamado CHH, “Casing Head Housing”. El conductor se acopia sobre la cubierta de la SSDR en tramos transportables estándar que puede variar, y se conectan roscados entre sí para formar la longitud total requerida, junto con el CHH en el extremo superior. El conductor se monta junto con el PGB, (“Permanent Guide Base”). Se suspende bajo el moonpool la PGB conectado con las líneas guía. Se montan los tramos del conductor pasándolo por el hueco central del PGB. El conjunto se desciende al fondo con una herramienta específica que se conecta a la tubería de perforación suspendida del top drive (derrick). La PGB posibilita la alineación precisa del BOP o árboles en su conexión con el cabezal del pozo. Esta dispone de cuatro postes de 12’ de alto (3.6 m) espaciados 6 pies (1.8 m) del centro del pozo. Estas medidas están estandarizadas. En el centro de la PGB mecanizado se sitúa el alojamiento para fijación y soporte para el extremo del conductor, que se posiciona y bloquea en su posición. La PGB se soporta sobre la TGB. Ver [Fig 5](#).

El interior de CHH está mecanizado a su vez para recibir y bloquear el cabezal de pozo de 18 ¾” y alta presión.

Posicionado el conductor en el hueco perforado y la PGB nivelada, se procede con el cementado del conductor. La tubería de perforación utilizada para posicionar el conductor se hace descender por el interior de este hasta su parte inferior. El útil usado para instalar el conductor se bloquea contra el CHH mediante una leva que se opera por rotación de la tubería de perforación desde la SSDR para desprenderla. Este tiene una conexión roscada en su parte superior e inferior. La superior permite conectarse a la tubería de perforación mientras que la inferior se conecta una boquilla de cementado. Una junta tórica en el exterior del útil sella contra la parte pulida interior del CHH para prevenir la fuga de lechada de cemento a la zona anular por encima de la boquilla, entre el interior del conductor y la tubería de perforación.

Se bloquea entonces el útil de 30” con el conductor, de esta manera el tramo de camisa y el PGB se pueden mover para ponerlos vertical y apoyar sobre la TGB. Una cardan bajo la PGB se apoya en la chimenea cónica de la TGB para dar la alineación vertical que se chequea con el ROV. Completada la alineación, se comienza el cementado del conductor circulando cemento desde la SSDR a través del interior de la tubería de perforación, que fluye bajo el extremo inferior del conductor subiendo por la zona anular entre el exterior del conductor y el pozo perforado, saliendo entre la TGB y PGB y derramando sobre el fondo. El volumen de cemento utilizado es generalmente el doble del requerido en la zona anular. Completado, se retira el útil y se sube a superficie. El conductor es principalmente un elemento que soporta las cargas del sistema del cabezal de pozo y es el cemento el que lo solidariza con el fondo marino para que transmita las cargas de operación.

Aunque algunas compañías utilizan el procedimiento anterior como estándar, no siempre es necesario el uso de TGB. Donde el fondo está cubierto por materiales sueltos, fangos, etc, la TGB se puede hundir o asentar de forma diferencial, desnivelándose considerablemente. Es posible perforar a 36” e instalar el conductor de 30” sin el uso de TGB. In este caso las líneas de guía se afirman a los postes de la PGB. Antes de cementar es importante verificar que la inclinación de la PGB es menor de 1. Si no es así el BOP puede no acoplarse de forma apropiada.

En el caso de que exista un fondo suelto fácilmente penetrable, el conductor de 30” se puede instalar por el procedimiento de Jetting. Un cabezal de de jetting con un estabilizador se monta en la tubería de perforación y

montado en el interior del conductor de 30" sobresaliendo bajo el extremo inferior 50 cm, estando suspendido bajo la cubierta de perforación. Se fija el CHH en el interior de la PGB y se baja al fondo marino. Bombeando agua a presión en el interior de la tubería, el chorro que sale por el cabezal inferior va lavando la formación del fondo, evacuando el material por la zona anular entre la tubería de perforación y el interior del Conductor, provocando una excavación a la vez que el conductor va descendiendo lentamente e introduciendo en el fondo hasta que la PGB queda a una distancia mínima sobre el fondo. En este momento se retira tubería y útil y el conductor queda fijado.

2.2.3.5. Perforación a 26" e Instalación del casing de 22".

Instalado el conductor, se continúa perforando por el interior de este en un diámetro menor, la cabeza de corte ha de pasar por su interior. El standard requiere perforar a 26" hasta unos 1000' (305 m) a 2000' (610 m). En la mayoría de los casos, este es perforado sin circulación a través de la SSDR, usando como fluido de circulación agua de mar y disponiendo en el fondo marino todos los detritus provenientes del arranque. En cualquier caso, si la cabeza de perforación encontrara una bolsa de gas inesperada, no habría ninguna protección contra el retroceso de ese gas a la plataforma y posible explosión a bordo. De esta forma, para pozos de exploración, se suele montar un sistema de riser oceánico y diverter antes de proceder con la perforación del segundo tramo del pozo, en previsión de accidentes. El sistema riser-diverter está constituido por cuatro piezas básicas del equipo:

- Un conector y enclavamiento hidráulicos para sellar la interfase entre el conductor de 30" y su CHH y el riser marino.
- Una junta flexible que permita una desviación del riser de alrededor de 10º
- Un riser marino para conducir en retorno los fluidos de perforación a la SSDR
- Un "diverter", divisor de flujo para ventilar de forma segura cualquier gas que se pueda encontrar e incluirse en los fluidos de perforación.

El diverter se instala sobre la junta telescópica del riser, bajo la cubierta de perforación, y deriva a la flare de la SSDR los posibles gases para ser quemados.

Debido a las restricciones de diámetro de los risers, no se puede perforar directamente con una cabeza de 26". De esta forma, se perforará primeramente un pozo piloto con un bit de 12 ¼" a la vez que se recogen toda clase de información de formación y contenido de la zona cortada, para asegurar que no existan hidrocarburos en el tramo perforado. Con esta confirmación se remueve el diverter y risers, se monta un escariador a 26" y se procede con la perforación a 26" hasta la cota requerida. *Fig. 7*

El encamisado de este tramo se conoce como encamisado de superficie o "Surface casing". Su propósito principal es el de proteger los depósitos de agua dulce cerca de la superficie del pozo de la contaminación por fugas de hidrocarburos o agua marina además de servir de retorno al lodo de perforación y proteger el pozo durante la perforación.

La longitud requerida de encamisado ("casing" en inglés) para recubrir el tramo perforado en su interior, se monta, roscando los extremos de los tramos acopiados en cubierta de la SSDR usando el sistema de izado del derrick y se van descendiendo a través del moonpool al pozo. El extremo superior de este casing se acopla a un cabezal de pozo de alta presión con su casquillo de desgaste y acoplamiento instalado. Sobre este se instalarán y sellarán el BOP y los subsecuentes "Xtrees". En el interior de este cabezal se soportarán y sellarán a alta presión los siguientes casing de 13 ⅜", 9 ⅝" y 7". En la *Fig. 8*, se representa en detalle un cabezal de pozo de alta presión para aguas profundas de Cámeron.

Como anteriormente, un tramo de tubería de perforación con un inyector de lechada de cemento conectado por debajo de un útil, se instala en el fondo del casing de 18 ¾". Se completa la instalación del tramo completo de casing y se desciende todo junto al pozo, guiándolo en el interior del conductor y del pozo perforado en 26" hasta la cota fijada. Una vez en posición se circula lechada de cemento, llenando esta la zona anular entre el exterior del casing de 18 ¾" y el terreno perforado, incluso entre casing y conductor, hasta que la lechada sale

por el extremo superior entre superior del conductor. Completado el cementado, se retira el útil y la tubería, quedando completado el segundo casing e instalado el cabezal del pozo.

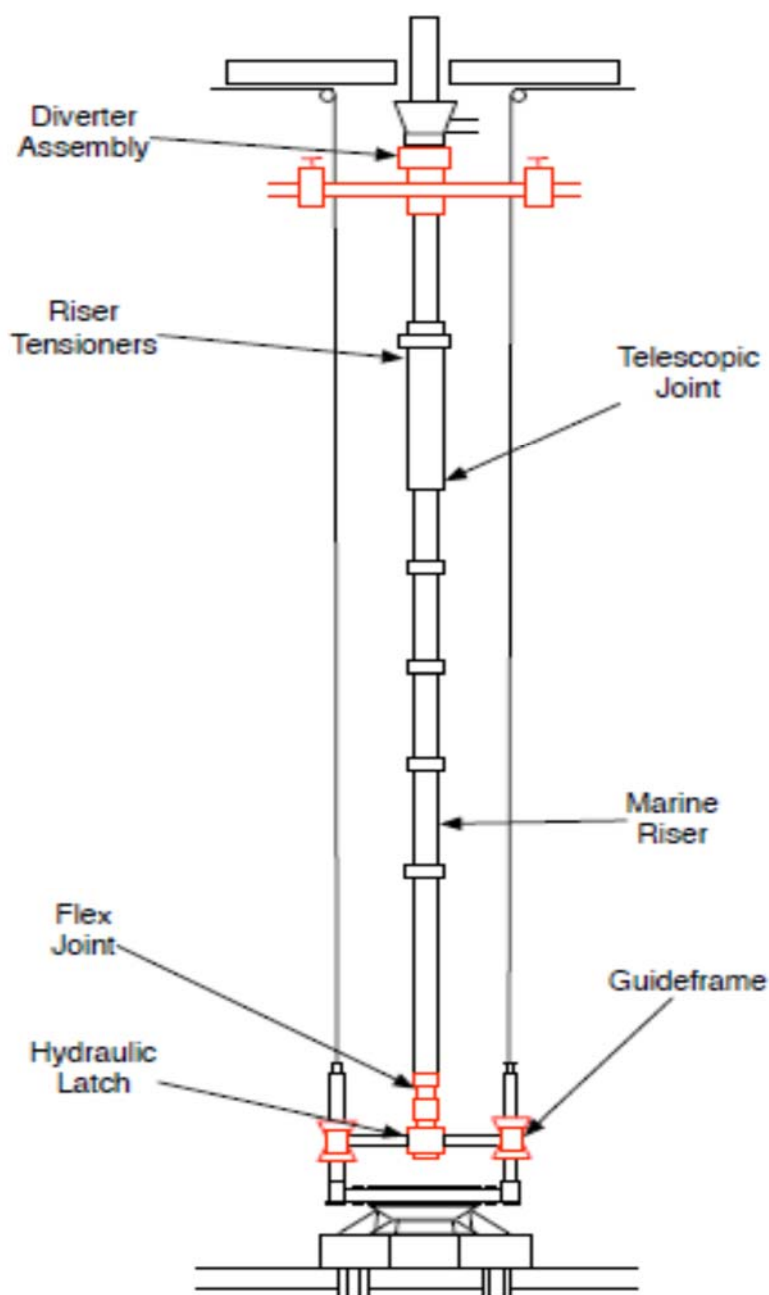
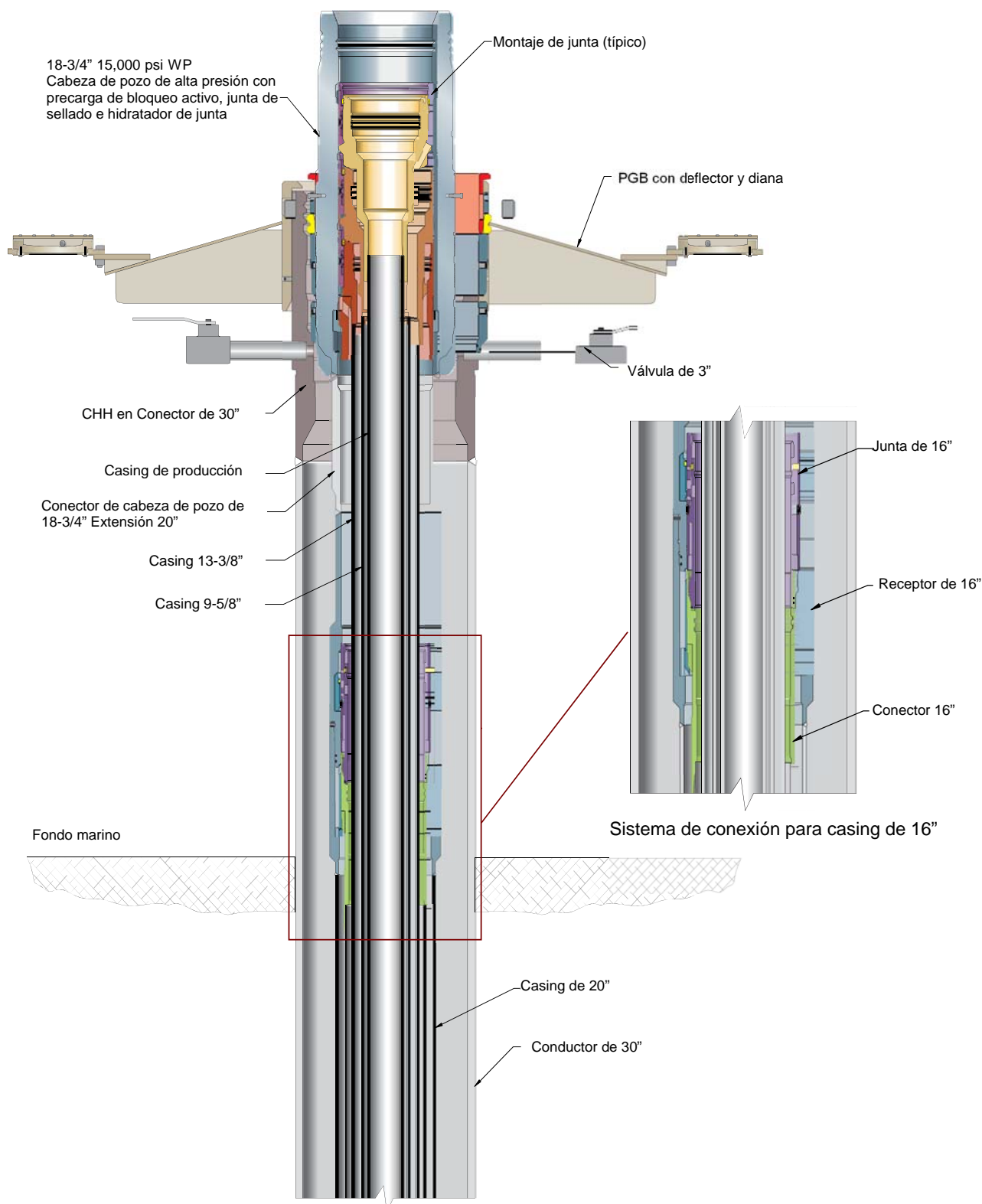


Fig. 7. Instalación diverter y riser marino

2.2.3.6. Instalación de BOP.

El pozo se sigue perforando en secciones menores a medida que se profundiza, intentando con ello reducir las presiones necesarias para arrancar el material y por tanto la potencia requerida.

El siguiente diámetro estandarizado de perforación es 17 ½". Como esta sección va a ser mantenida hasta una profundidad considerable, un BOP, "BlowOut Preventer", una seguridad anti emanaciones de gases, junto con un sistema de risers marinos se requiere instalar en esta estado de la operación. Los BOP más comunes usados para operaciones en aguas profundas son de 18 ¾" con 10000 o 16000 PSI de presión de operación instalados en vertical.



Sistema de conexión en cabeza de pozo para aguas profundas
 30" x 20" x 16" x 13-3/8" x 9-5/8" x 7"
 Modelo STM-15 Tipo DW5 de CAMERON

Fig. 8. Sistema de conexión de cabezal de pozo. CAMERON

El sistema BOP-risers para operación segura comprende los siguientes componentes, recogidos parcialmente en la Fig. 9 de forma esquemática:

- Conector hidráulico con seguros y paquete de sello, para conectar en el cabezal del pozo de 18 $\frac{3}{4}$ ".
- Cuatro válvulas actuadas hidráulicamente y un obturador anular conocido como BOP stack
- LMRP, "Lower Marine Riser Package", que comprende un conector hidráulico con seguros y paquete de sello para conexión con el extremo superior de las válvulas del BOP, que permite la desconexión y replegar los risers en caso que la SSDR tenga que retirarse de la zona de operación por motivos de seguridad. Un segundo obturador anular y una junta flexible que permite una desviación vertical con el riser de 10° completan el paquete
- Riser marino equipado con líneas de auxiliares para circulación de fluidos de operación y mantenimiento
- Junta telescópica en la superficie para absorber los movimientos de arfada de la SSDR y un compensador para mantener los risers en constante tensión, montados en la SSDR.
- Diverter

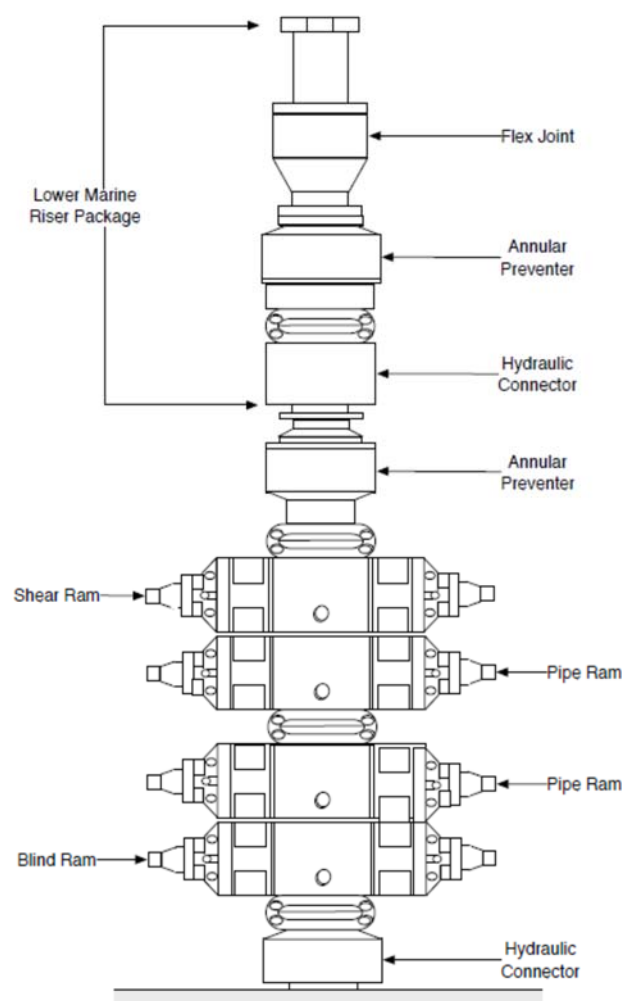


Fig. 9. BOP

El BOP Stack, LMRP, Risers y las líneas de obturación y cierre (choke & kill) se instalan en una sola operación. Cuando el BOP es montado sobre el cabezal de pozo y fijado a este, se aplica la tensión requerida a los risers y las líneas de fluidos conectadas en la SSDR. A continuación y antes de continuar cualquier operación de perforación se prueba la estanqueidad del BOP montado en el cabezal.

2.2.3.7. Perforación a 17 $\frac{1}{2}$ " e instalación del casing de 13 $\frac{3}{8}$ ".

Se continúa la perforación instalando nuevamente la sarta con un bit de 17 $\frac{1}{2}$ " (445 mm) en cabeza de toda la tubería de perforación que esta vez se instalará en el interior del riser marino. Por encima del bit se instala un adaptador para el guiado de la línea en el interior de la perforación, BHA "Bore Hole Adaptor". Se hace descender la tubería pasando por el BOP y por el casing de 22" hasta el frente de perforación. En este momento se circula fluido de perforación, preparado conforme lo requiera la formación existente y se inicia la rotación y avance de la cabeza cortadora, conectando juntas de tubería conforme se requiera hasta la cota requerida. Tras completar se recoge y estiba adecuadamente la sarta de perforación, manteniendo la conexión del riser con el BOP y cabezal del pozo.

Este tramo de casing recibe el nombre de encamisado intermedio o "intermediate casing", y es usualmente el tramo más largo que se encuentra en un pozo. Su principal propósito es el de minimizar los riesgos asociados con las formaciones subterráneas que pueden afectar el pozo, como zonas de presiones diferenciales, zonas de pizarra o depósitos de agua salada que pueden contaminar el pozo.

Se montan los tramos de casing de 13 $\frac{3}{8}$ " y desciende por el interior del riser a través del BOP y cabezal de pozo al pozo perforado. En el extremo superior se conecta con la herramienta de sujeción, un pack obturador para conectar y sellar en el interior del cabezal de 18 $\frac{3}{4}$ ". El sistema está diseñado de tal forma que el casing puede

ser suspendido, montado, cementado y accionamiento del bloqueo en el cabezal en una sola vez, sin tener que recoger sobre cubierta la línea de suspensión, ahorrando tiempo y coste.

Una vez instalado el casing se inicia el bombeado de cemento en el interior de la tubería de perforación, en cuyo extremo inferior se ha posicionado un tapón expandible para evitar que la lechada suba por el interior del casing de 13 $\frac{3}{8}$ ". Al final del cementado, se gira la tubería de perforación a la derecha para soltar el útil de suspensión, energizando simultáneamente el paquete obturador sellando contra el cabezal del pozo. Con el obturador instalado se procede a la prueba hidráulica para verificar su estanqueidad. Como el casing está íntegramente conectado con el BOP es vital que la zona anular entre los sucesivos casings esté indudablemente sellados y estancos para evitar fugas de gas. Es una práctica recomendada limpiar la zona interior del cabezal antes de instalar las siguientes camisas. Un nuevo protector interior es instalado sobre la suspensión del casing instalado para proteger la superficie mecanizada interior del cabezal antes de proceder con el siguiente paso.

2.2.3.8. Perforación a 12 $\frac{1}{4}$ " e instalación del casing de 9 $\frac{5}{8}$ ".

Un nuevo bit de 12 $\frac{1}{4}$ " y un BHA se instala en la sarta de perforación y desciende al frente del pozo nuevamente por el interior del casing previamente instalado de 13 $\frac{3}{8}$ ", que quedó inundado por el fluido de perforación usado como backing durante el cementado anterior. Antes de iniciar la perforación se procede a probar hidráulicamente el fondo del pozo, para asegurar que es seguro perforar, no hay formaciones porosas que puedan contener gases o que se produzcan fugas de fluido que atasquen la herramienta de corte. La próxima sección de 12 $\frac{1}{4}$ " se perfora hasta la profundidad planificada y limpiada. En caso que el tramo de casing a instalar sea el último, este se conoce con el nombre de camisa de producción o "production casing". Alternativamente también se conoce como "oil string" o "long string". La dimensión de esta camisa depende de varias consideraciones, incluyendo el peso propio y los equipos para izarla, el número de terminaciones requeridas y la posibilidad de incrementar la profundidad en algún momento de su vida operativa, que permita el paso de las herramientas de perforación y terminación.

Se monta por último sobre la cubierta, instala en la perforación y cementa el casing de 9 $\frac{5}{8}$ " diseñado, siguiendo el mismo procedimiento descrito previamente.

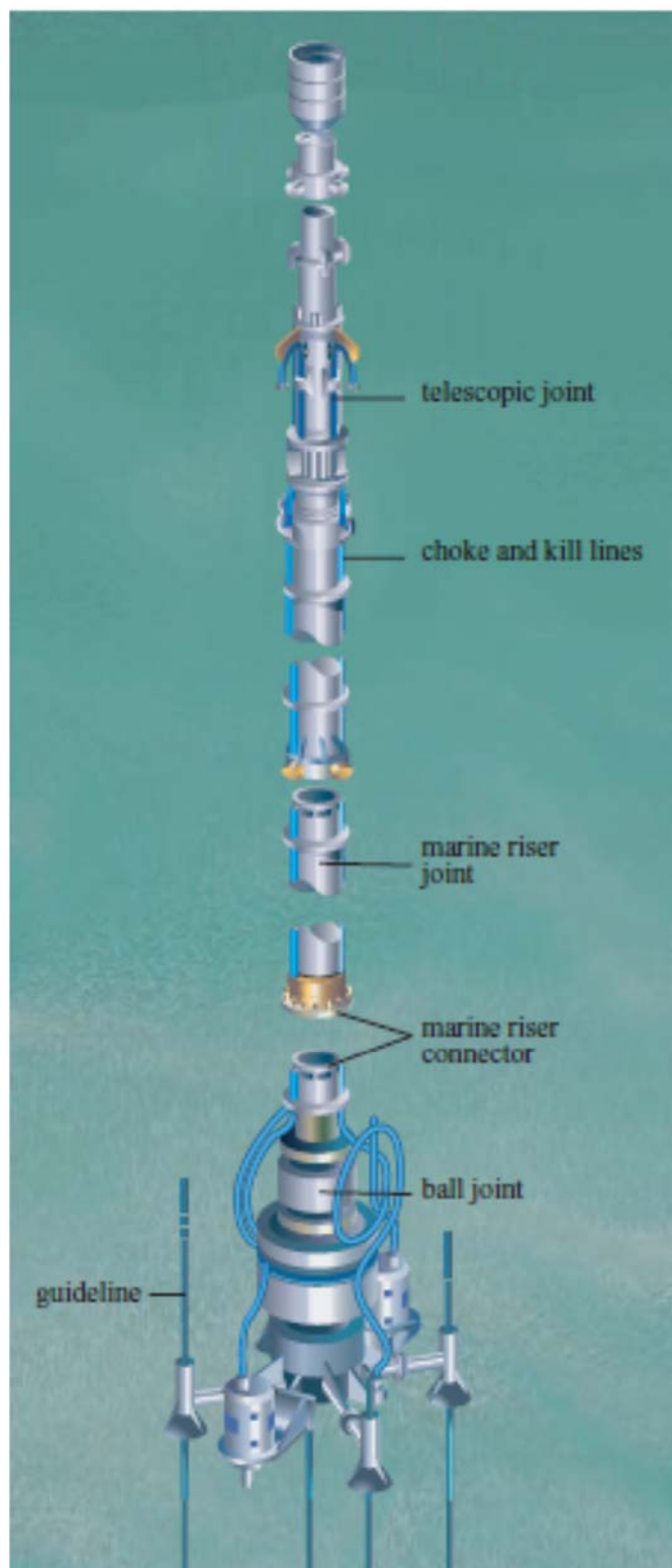


Fig. 10. Instalación de riser oceánico. Ref. 6

Si es necesario, se puede seguir perforando a 8 ½" e instalando y cementando camisas de 7".

Es habitual el encamisado del pozo con dimensiones 13 ⅝", 9 ⅝" y 7", aunque para otras aplicaciones, dependiendo de la formación y profundidad del pozo se montan también en secuencias 16", 13 ⅝", 9 ⅝" y 7". El cabezal de la Fig. 8 es un ejemplo de esta última solución.

Otras soluciones de encamisado son admisibles y dependerá siempre del criterio de los diseñadores y los estándares de las compañías de perforación, véase Fig. 10.

2.2.3.9. Generalidades.

Los métodos utilizados y las profundidades a la que se perfora un pozo desde la superficie dependen de varios factores, particularmente de su diseño, la función prevista, la naturaleza de la superficie y tipos de sedimentos / rocas.

En la Fig. 11 se representa un diseño típico de encamisado para pozo submarino de prospección, en el que se visualiza lleno de lodo y sellado con cemento tras su terminación, para el correcto control del pozo antes de las pruebas de producción. Obsérvese la escala de profundidades, la variación de temperaturas desde 48º F (8.8ºC) a 262ºF (127.7ºC) y las dimensiones de encamisado variando con la profundidad.

2.2.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN. LODOS O "MUD".

Para continuar con la perforación después de la instalación del casing se requiere el uso de fluido de perforación o lodos de perforación que han de ser bombeados desde la plataforma al frente del pozo, y los detritus de perforación arrastrados por este lodo a clasificar a bordo de la plataforma para que puedan ser evacuado a un vertedero controlado de tierra. Para que el fluido llegue a superficie en retorno, se requiere la instalación de los risers oceánicos, conectado al cabezal del pozo mediante LMRP, conjunto superior del BOP y al diverter en la SSDR.

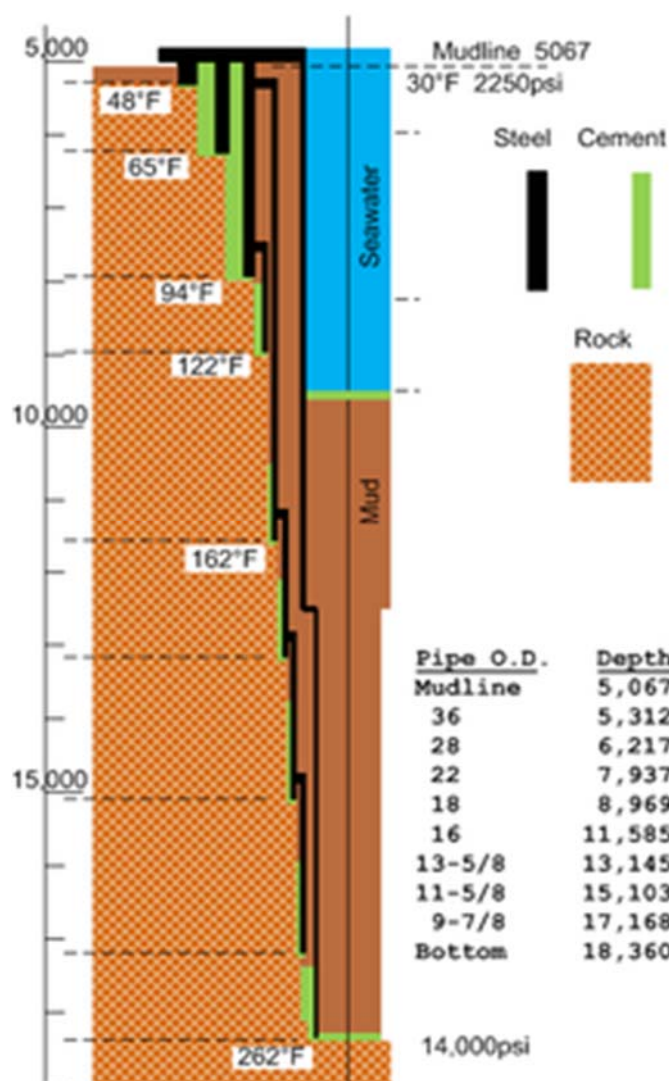


Fig. 11. Diseño típico de encamisado de pozo previo a test

Los lodos de perforación son una combinación de agentes de alta densidad y otros materiales suspendidos en un fluido (fluido base). La elección del peso del lodo (gravedad específica) y el fluido base depende de la naturaleza de las formaciones a perforar. Los fluidos de perforación se fabrican con bentonita y otras arcillas y/o polímeros mezclados con el fluido base a la viscosidad requerida. El agente de alta densidad para el incremento gravimétrico del lodo más comúnmente usado es la barita (sulfato de bario, BaSO₄ de 4.3 a 4.6 kg/l). Por otro lado, en ciertas circunstancias, cuando lo requiere la sensibilidad medioambiental (presencia de bancos de crustáceos u otros), alternativas a la barita como son el carbonato cálcico se pueden utilizar. Las funciones del lodo de perforación son:

- Proporcionar una circulación entre la cabeza de perforación y la sección anular entre riser y línea de perforación para el arrastre de detritus de perforación desde el frente de arranque hasta la SSDR.
- Enfriar y lubricar la cabeza de perforación.

- Proporcionar un flujo con velocidad y presión suficientes para el accionamiento de la turbina de rotación de la broca en aquellos montajes que la incluyen.
- Aportar una columna hidrostática para mantener el control del pozo sobre presiones internas que se pueden presentar durante la perforación, como bolsas de gas atrapado.
- Regular las características químicas y físicas de la mezcla que retorna a la SSDR.
- Arrastrar cemento u otro material donde se requiera en el interior del pozo.
- Proveer información a los perforadores acerca de lo que ocurre en el pozo, monitorizando el comportamiento, flujo, presión y composición del fluido de perforación en el retorno.

Los lodos de perforación se pueden clasificar en tres categorías en función del fluido base:

- Lodos en base acuosa (WBM, Water Based Mud), que a su vez se pueden clasificar en dispersados o no dispersados.
- Lodos en base no acuosa, o más comúnmente en base aceite, (OBM, Oil Based Mud), que se pueden clasificar en base a aceites sintéticos (SBM, Synthetyc Based Mud)
- Gaseosos o neumáticos

Los fluidos base se eligen sobre la base de las formaciones a perforar ya que ciertos tipos de roca, tales como pizarras, absorben agua y se expanden, lo que causa un problema potencial de que la tubería de perforación quede bloqueada y se interrumpa la perforación. Cuando se esperan formaciones de este tipo, se ha de usar un fluido libre de agua en base de aceite sintético o de baja toxicidad en aquellas secciones del pozo donde se presenten.

La composición contaminante de detritus de perforación ha cambiado significativamente en las últimas décadas, en respuesta a los avances técnicos y regulatorios. La tendencia generalizada al uso y descargas a desecho de lodos en base de aceite, y más tarde lodos con base en aceite sintético, ha sido sustituida por métodos alternativos de eliminación (ya sea de contención y tratamiento en tierra, o reinyección) o por lodos a base de agua. Los nefastos efectos medioambientales causados durante el desarrollo offshore del Mar del Norte en las décadas de 1980 y 1990, donde se amontonaban los detritus de perforación sobre el fondo marino bajo las plataformas de perforación, deteriorando el fondo marino alrededor, será difícilmente repetible en el futuro.

Los lodos de perforación pueden ser premezclados en y transportados en los tanques de lodo de la plataforma o por buques de suministro a plataforma, PSVs, aunque lo habitual en las nuevas generaciones es preparar la mezcla a bordo con productos base acopiados a bordo. En la formulación de los lodos de perforación se incluyen otros químicos que le aportan características específicas requeridas dependiendo de las condiciones de perforación.

Los químicos comúnmente empleados se pueden clasificar en 25 grupos de productos en base al uso específico al que se destinan. Se distinguen:

QUIMICOS A BORDO DE SSDRs

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------------------|
| - Controladores de acidez | - Fluidificantes |
| - Anti-espumógenos | - Colorantes |
| - Disolventes de Asfaltenos | - Fluoculantes |
| - Inhibidores de Asfaltenos | - Inhibidores de hidratación de gases |
| - Biocidas | - Inhibidor de sulfhídrico |
| - Disolventes de arrastre | - Inhibidor de oxígeno |
| - Coagulantes | - Disolvente de incrustaciones |
| - Refrigerantes | - Inhibidores de incrustaciones |
| - Inhibidores de corrosión | - Clarificadores de agua |
| - De-emulsificantes | - Disolventes de ceras |
| - Desengrasantes | - Inhibidores de ceras |
| - Detergentes y fluidos de limpieza | - Fluidos hidráulicos |
| - Dispersantes | |

Las SSDRs han de tener capacidad de estiba para los materiales base en cantidad suficiente para la campaña prevista o en su defecto capacidad para acopiar estos materiales por transferencia en alta mar, sin interferir con el progreso de la producción prevista. Tanques de mezclas y decantación, y espacios instalación de los equipos específicos de manipulación y tratamiento de todos estos materiales se han de disponer de manera conveniente y funcional que facilite la ejecución al personal de abordó.

2.2.5. CEMENTADO.

Cada sección del pozo perforado ha de ser encamisado y protegido para evitar su colapso, con camisas metálicas tubulares de dimensiones específicas ya detalladas. Para mantener en posición estas camisas (conductor y casings) en el pozo perforado se ha de rellenar el espacio entre la pared exterior de la camisa y la superficie interior de la perforación con una lechada de cemento que selle y rellene todo el espacio y huecos provocados por el corte y que consolide estructuralmente el terreno evitando el colapso durante el progreso de la perforación u operación.

Una vez calculada la cantidad de lechada de cemento requerida, se bombea en el interior del encamisado instalado previamente mediante bombas alternativas, utilizando para ello el hueco de la tubería de perforación, que se sitúa en el fondo del pozo. Una vez transferida toda la lechada se sitúa un tapón rígido sobre la superficie de la lechada que está en estado fluido. Bombeando lodo de perforación sobre este tapón se consigue que el peso de la columna empuje a la lechada, forzándola a pasar por el extremo inferior de la camisa apoyada en el fondo perforado y subir por el espacio anular entre el hueco perforado y camisa hasta la cabeza del pozo. Al estar todo el hueco lleno de lodo y agua, estos hacen de lubricantes para la progresión del cemento. El bombeo de lodo desde la plataforma cesa cuando el cemento aparece en el anulo del fondo marino, entre camisas o cuando retorna cemento a la SSDR con el lodo, lo que indica que todo el lodo en la zona anular ha sido removido.

El progreso de la perforación se suspende hasta que endurezca el cemento, que dependerá de los aditivos empleados en la elaboración de la lechada.

El cemento se aditiva para controlar su fluidez, plasticidad, retrasar el momento en que empieza a fraguar y el tiempo que requiere para completar el fraguado. Con estos aditivos se consigue igualmente mejorar sus características mecánicas.

2.2.6. OPERACIONES DE EMERGENCIA BAJO FALLOS.

En ocasiones pueden ocurrir fallos mecánicos de las herramientas o útiles utilizados en la perforación submarina como por ejemplo, rotura de la tubería de perforación. Se han desarrollado una serie de técnicas, conocidas en inglés con el término “fishing”, y herramientas específicas para la recuperación de los equipos o elementos perdidos. Tras la recuperación la perforación podrá retomarse y continuar. En caso que no se pueda recuperar aquellos elementos que obstruyen la progresión del pozo, este se sella con cemento y se procede con un nuevo pozo. Dependiendo de la situación en la que se produjo la avería, se puede usar la técnica de perforación direccional para aprovechando el tramo perforado, siempre que no esté encamisado, proceder con la perforación de un pozo paralelo, dejando abandonado el tramo de tubería de perforación deteriorado.

La tubería de perforación también puede quedar atrapada en algunas formaciones, como arcillas o pizarras. En caso de que no se consiga soltar la línea de perforación mediante giros y continuados movimientos verticales suaves, se puede inyectar fluido de perforación en base aceite o aceite sintético recirculando a la SSDR. El aceite reduce el efecto expansivo que tiene el agua en algunos materiales así como produce un efecto lubricante superior al agua.

Cuando se perfora en formaciones porosas, se puede perder el fluido de perforación por filtración, que se observa en cubierta por la reducción significativa del caudal de retorno. Para evitar esto, se puede aditivar en el lodo materiales que favorecen la obturación de los poros en el frente de corte, como puede ser retales de celulosa (papel), cascara de nuez, viruta de madera, etc.

En el caso que, eventualmente, las presiones de gas, crudo o agua de las formaciones subterráneas excedan la altura hidrostática de la columna de lodos e invadan el pozo, fenómeno conocido con el término inglés “a kick”, la contra presión se detecta inmediatamente en la SSDR. Normalmente, el peso específico del lodo se incrementa inmediatamente aditivando barita u otro material de alta densidad para contrarrestar el exceso de presión. En condiciones extremas el BOP se puede operar para contener el retorno a superficie.

2.2.7. MONITORIZACIÓN DEL POZO PERFORADO.

Esta actividad se conoce en el argot como “Logging and Coring”. Dependiendo de los objetivos originales, se pueden llevar a cabo muestreo y recogidas de datos en las secciones inferiores del pozo, particularmente en de rocas con potenciales reservas de hidrocarburos. Se toman testigos del fondo, sustituyendo las cabezas de perforación por brocas huecas constituidas por tubería de extracción con corona de diamante que corta un testigo de varios metros de longitud, que se trae a bordo de la plataforma para ser investigado. Sobre estos testigos se practican ensayos de porosidad y/o permeabilidad, resistividad eléctrica y densidad de la formación.

Estos ensayos también se pueden realizar in-situ mediante el uso de equipos electrónicos y radioactivos bajados al pozo antes de encamisar, que están conectados a la sala de control de la SSDR mediante un cable de comunicación, recibiendo a bordo datos en tiempo real para ser analizados.

A medida que la tecnología de perforación evoluciona, han surgido innumerables métodos para registrar los datos de control de los pozos. Desde los rayos gamma (GR), registros que miden la radioactividad de las rocas para determinar la cantidad de esquisto en una formación a métodos acústicos que registran medidas de porosidad mediante la medición de la rapidez con que las ondas sonoras viajan a través de las rocas, se usan diferentes herramientas para determinar las diferentes características del subsuelo. Los registros de resistividad miden cómo la electricidad viaja a través de las rocas y los sedimentos. Esto determina qué tipo de fases están presentes, los tipos de fluidos, el petróleo y el agua dulce son malos conductores de la electricidad, mientras que las aguas de formación son saladas y conductoras de la electricidad. Los registros de inducción se utilizan en los pozos que no utilizan lodos en base de agua, sino fluidos de perforación a base de aceite o aire, que no son conductores y, por lo tanto, no pueden utilizar registros eléctricos. La inducción utiliza la interacción del magnetismo y la electricidad para determinar la resistividad. Los registros de potencial espontáneo (SP, “Spontaneous Potencial”) muestran la permeabilidad de las rocas en el pozo mediante el cálculo de las corrientes eléctricas generadas entre los fluidos de perforación y agua de formación celebrados en los espacios porosos. SP se utiliza muchas veces para identificar pizarras y areniscas.

La información de un registrador de lodos de perforación complementa los registros del pozo y se utiliza junto con otros registros de pozos cercanos para determinar la posibilidad de explotación económica de un pozo dentro de un campo. Además, los registros de lodo monitorean el pozo ayudando a prevenir escapes y explosiones por gas incluido.

Durante muchos años, las herramientas de registro para pozos fueron bajadas al pozo a intervalos regulares durante la perforación para recuperar datos. Con la llegada de la perforación direccional, la tecnología tuvo que desarrollar nuevas soluciones para poder monitorizar un pozo que ya no era vertical. Monitorización durante la perforación, “Logging While Drilling”, LWD y “Measuring While Drilling”, MWD, coloca las herramientas de registro en el extremo de la columna de perforación. De esa manera, los técnicos de perforación pueden utilizar la información de inmediato para determinar la dirección y la evolución del pozo.

Los registros de pozo generados por ordenador hoy en día se utilizan para interpretar inmediatamente la información recopilada durante la perforación. Además de las medidas de mantenimiento, estos registros sofisticados pueden notificar a los perforadores de un peligro potencial y transmitir los datos vía satélite a los ordenadores de las oficinas centrales de operación de compañías y autoridades.

En la *Fig. 12* se ha representado un esquema para un sistema LWD en el que se distinguen a su vez las distintas secciones de sensores instaladas sobre un tramo de 30,4 m de longitud desde la cabeza de perforación:

- GVR6 - RAB. “Resistivity At the Bit”, medida de resistividad en la cabeza de corte.

- MWD, "Measurement While Drilling" medición de orientación durante la perforación.
- NMR-MRP, "Nuclear Magnetic Resonance tool", medición por resonancia magnética
- VDN, "Vision Neutron Density tool", medición radioactiva de la densidad por neutrones y rayos gamma.

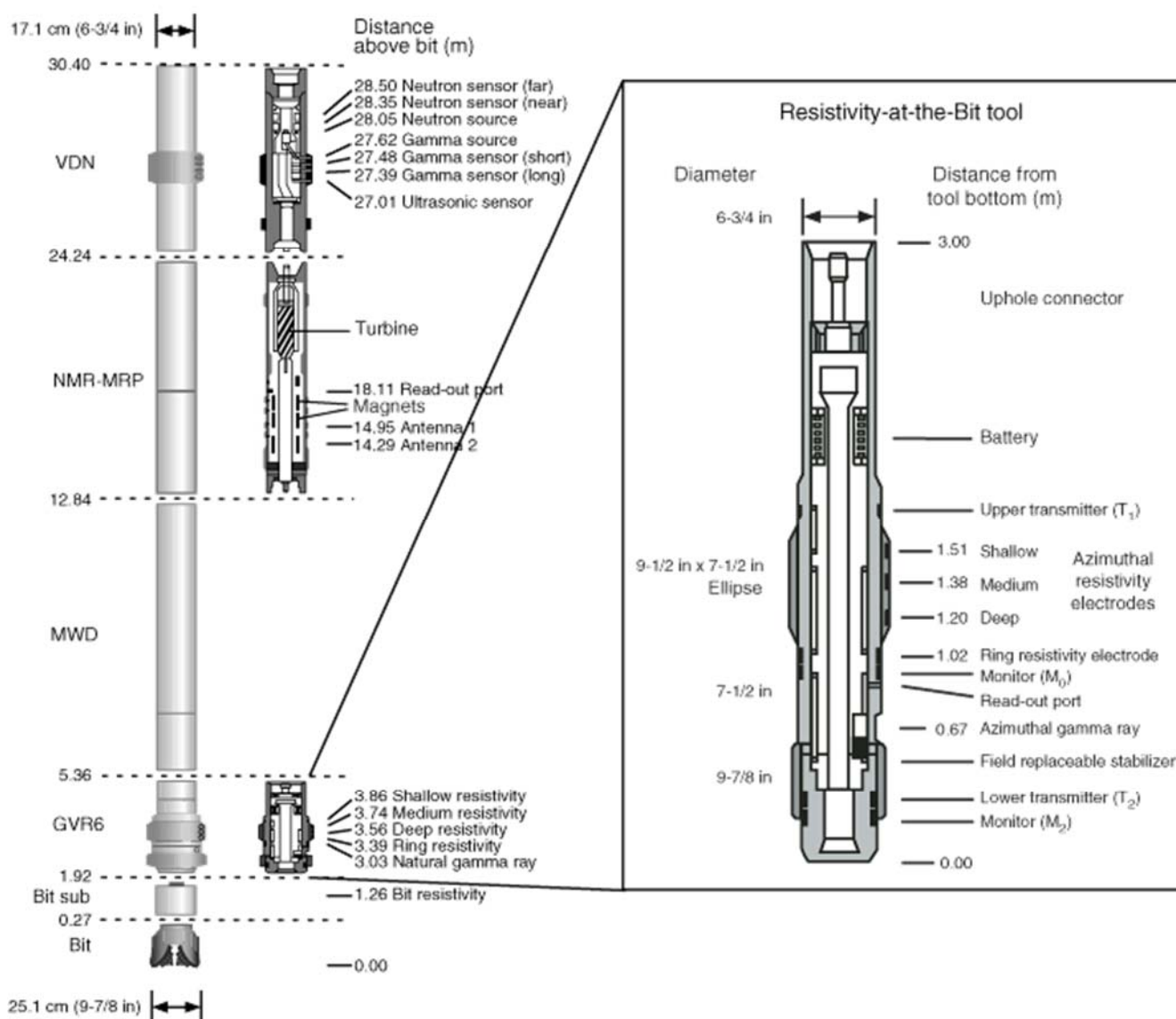


Fig. 12. Esquema de sistema "logging While Drilling", LWD instalado en línea de perforación. <http://www-odp.tamu.edu>

2.2.8. POZOS DE EVALUACIÓN, "APPRAISAL WELLS".

Cuando durante la perforación de exploración se descubre una reserva de hidrocarburos, se han de perforar uno o más pozos de evaluación. Estos pozos se utilizan para delimitar las dimensiones físicas del campo y calcular si este tiene potencial de desarrollo. La información que se obtiene de estos pozos es importante para determinar:

- Si es posible el desarrollo económico de un campo O&G
- Aproximación a los ratios de producción de hidrocarburos.
- Diseño de las instalaciones apropiadas de proceso y exportación

La mayoría de estos pozos incluyen una toma de datos extensiva y envuelven pruebas de pozo completas. Debido al coste, solo una cantidad limitada de pozos de evaluación es perforada, dependiendo este número de

las circunstancias particulares de cada campo. Algunos de estos pozos se perforan como potenciales futuros pozos de producción y suspendidos después de la terminación para retornar a ellos en la fase de desarrollo del campo.

2.2.9. TERMINACIÓN DE POZO Y PREPARACIÓN PARA EXPLOTACIÓN. “WELL COMPLETION”.

Una vez alcanzada la profundidad de diseño, se procede con las pruebas del pozo y su evaluación para determinar si el pozo se ha de completar para producción o cegado y abandonado.

Las actividades de terminación comprenden:

- Perforación del casing
- Pruebas del pozo, DST, “Drill Stem Test”
- Instalación del tubing de producción
- Instalación de árboles de producción en cabezal de pozo
- Suspensión. “Suspending the Well”

Los trabajos de terminación y preparación para producción conocidos en el argot como “Well Completion”, se realizan desde la misma plataforma de perforación, si dispone de los equipos requeridos, o con una plataforma de servicio contratada para este propósito.

En cualquier caso, las SSDRs de nueva generación proceden a la terminación del pozo inmediatamente a continuación de terminar la perforación.

2.2.9.1. Perforación del casing.

Llegados a este punto, hay una variedad de alternativas en las que se puede continuar la actividad, y dependen de la manera en la que el pozo ha de ser puesto en servicio.

El interior del casing de producción (7” o 9 5/8”) debe ser limpiado y todo el fluido de perforación desplazado usando salmuera, antes de instalar y proceder al corte del casing y montar el tubing. De producción Un rascador se conecta a la tubería de perforación y conducido al fondo del pozo. Se circula salmuera a presión junto con un abrasivo viscoso en forma de bolitas para arrastrar y limpiar completamente la superficie interior del casing y retirar completamente cualquier resto de arcilla, barita, etc, quedando el casing inundado por salmuera limpia.

El casing puede ser perforado con útiles específicos antes de la instalación del tubing de producción. Estos útiles de corte se pueden instalar en el extremo del tubing y perforado al tiempo que este se instala, o pueden ser perforados antes de la instalación del tubing. Esta perforación en la pared del casing facilita el paso del fluido al interior del tubing de producción.

La perforación se realiza después del cementado final, y su localización y extensión ha de coincidir en posición con la reserva de hidrocarburos. La perforación se hace por chorro a presión y perforan a la vez el acero de la camisa y el cemento.

Para prevenir la migración de arenas desde los lechos porosos que contienen los hidrocarburos, se instala un paquete de filtro, consistente principalmente de gravas limpias y clasificadas en el interior del casing de producción y por encima de los huecos perforados.

2.2.9.2. Pruebas del pozo. DST

En aquellos pozos exploratorios donde se encuentran hidrocarburos, el pozo ha de ser probado para determinar si este ha de ser completado para producción o cerrado y abandonado. La prueba se hace mediante la preparación de una sección de casing en el fondo del pozo e instalación de un tubing de producción, para comprobar que el producto fluye hasta la superficie durante un periodo de tiempo prefijado, monitorizando las presiones y caudales de fluencia. Se toman muestras de los fluidos del pozo para su análisis químico y de

composición. Antes de una prueba de pozo, el pozo se limpia usando una combinación de salmueras de alta densidad y otros productos químicos de limpieza para eliminar todos los restos de detritus y restos de fluidos de perforación.

Las salmueras se hacen circular a la plataforma a través de los risers y se acopian en tanques de recogida para su reutilización / eliminación o descargada por la borda.

La prueba se hace con una herramienta específica denominada DST instalada sobre la tubería de perforación. Por lo general una sarta DST consta de cañones sondas, un transportador de sondas de presión y temperatura con capacidad para realizar lecturas desde la superficie, un obturador recuperable y válvulas para efectuar pruebas. Se conecta por medio de tuberías hasta el lecho del mar y luego un árbol de pruebas recuperable que controla el pozo y conecta al BOP, garantizando que, de ser necesario, se pueda desconectar de forma controlada. Los fluidos provenientes del yacimiento entran en contacto con las sondas de la sarta, donde se miden la presión y temperatura en condiciones de fondo. Luego recorren la tubería de producción hasta el árbol de pruebas y finalmente llegan a la superficie.

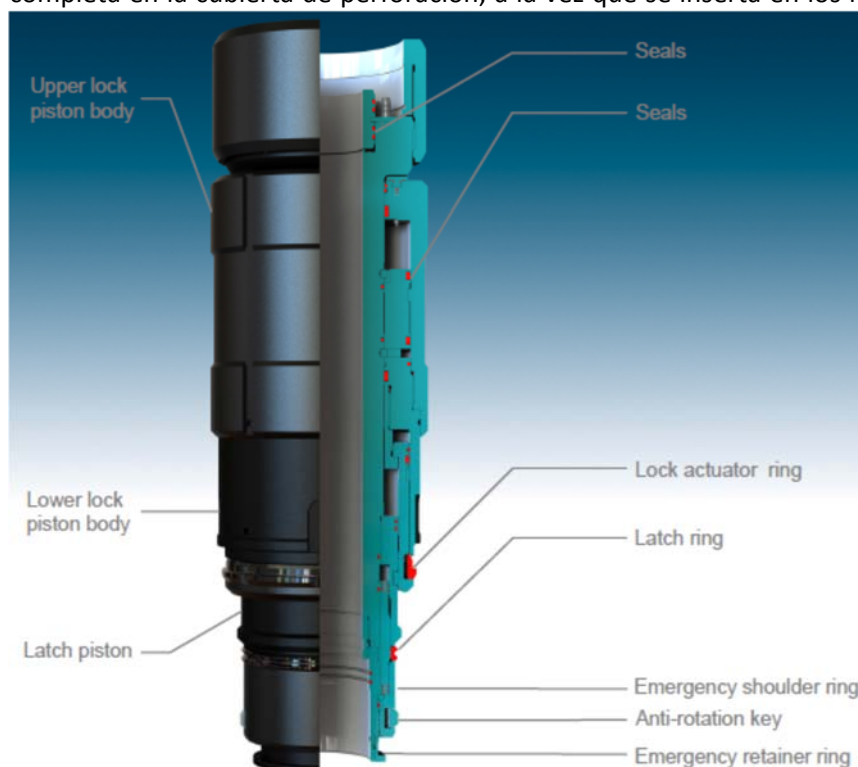
Se suele instalar un filtro de grava para prevenir la migración de arenas no consolidadas desde el depósito, con los fluidos. Los fluidos del pozo son procesados en la plataforma, desde un tanque de compensación a un separador de prueba, para proporcionar información sobre las proporciones relativas de gas, petróleo y agua.

Los hidrocarburos producidos durante una prueba de pozo, o bien se queman en un quemador de alta eficiencia, o en el caso del petróleo producido durante pruebas extendidas, acopiados en recipientes de almacenamiento específicos para el transporte a la costa y su tratamiento posterior.

Una vez terminadas las pruebas del pozo, se retira el tubing de prueba instalada junto con la sarta que contiene los útiles de prueba y el obturador de fondo, quedando el BOP controlando el pozo, ya sea para su posterior abandono o para realizar re-entradas.

2.2.9.3. Instalación de tubing de producción.

El tubing de producción es una tubería de menor diámetro que se inserta en el interior del pozo perforado y encamisado con el casing, por donde fluye el hidrocarburo directamente a la superficie. Se monta la línea completa en la cubierta de perforación, a la vez que se inserta en los risers y se envía al fondo del pozo. En el



extremo superior se sitúa el soporte de tubing, "Tubing Hanger" para su conexión en el cabezal del pozo y fijación al útil de manipulación y montaje, THRT, "Tubing Hanger Running Tool", Fig 13. La longitud total se pasa a través del BOP, llegando al cabezal, donde se fija, obtura y sella. En el extremo inferior del tubing de producción se instala una empaquetadura actuada desde el sistema de control, que obtura la zona anular entre el tubing y el casing de producción. Esta se fija en posición y cierra para proceder a continuación a probar hidráulicamente.

Fig. 13. Tubing Hanger Running Tool (THRT), WP 690 bar / 2000 m. Min ID 5.8". AKER Solutions.

Todo el montaje ha de presentar integridad durante la prueba y permanecer estanco. Se prueba igualmente la operación de la válvula de seguridad profunda, “Subsurface Safety Valve”.

En la *Fig. 14* se representa la terminación completa de un pozo para producción. En el ejemplo, el último casing instalado ha sido de 9 $\frac{5}{8}$ ” (250 mm) y el tubing de producción de 5 $\frac{1}{2}$ ” (140 mm) en acero al cromo. A 6400 m bajo la superficie, se sitúa un paquete de sello que obtura el paso del hidrocarburo entre tubing y casing y que se acciona de forma remota una vez en posición. El espacio anular se rellena con un fluido de sello que redunda la seguridad del paquete inferior. Sobre este se sitúa un sello de nitrógeno en el cabezal del pozo.

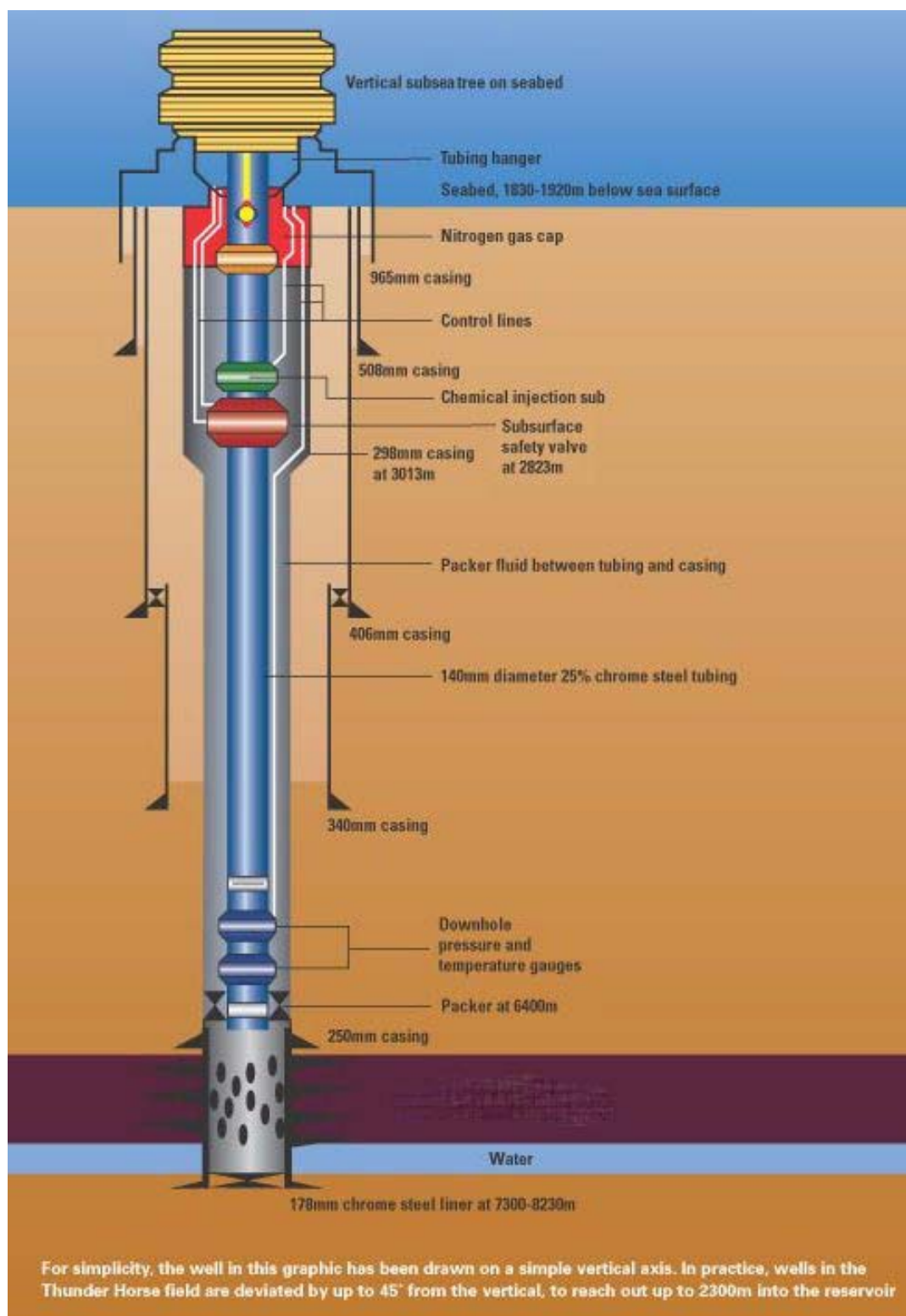


Fig. 14. Terminación de pozo offshore listo para prueba y producción. Thunder Horse Field, GOM

Por encima del paquete de sello anular se sitúan sondas de presión y temperatura para la monitorización de la reserva, que transmiten los datos vía conector instalado en el árbol de producción, a la SSDR.

La válvula de seguridad, con control desde la unidad de producción y la válvula de inyección de químicos, ambas instaladas sobre el tubing en cubierta antes de lanzarlo, completan el montaje.

El siguiente paso es proceder al taponado del pozo tanto en el cabezal como en el “Tubing Hanger”. Con esto el pozo está completamente aislado del fondo marino. Se desconecta el riser del “BOP Stack” y se retira a la SSDR junto con el LMRP, quedando el BOP como barrera de seguridad ante cualquier incidencia. El pozo quedará en condición de abandono temporal completamente aislado, *Fig 15*.

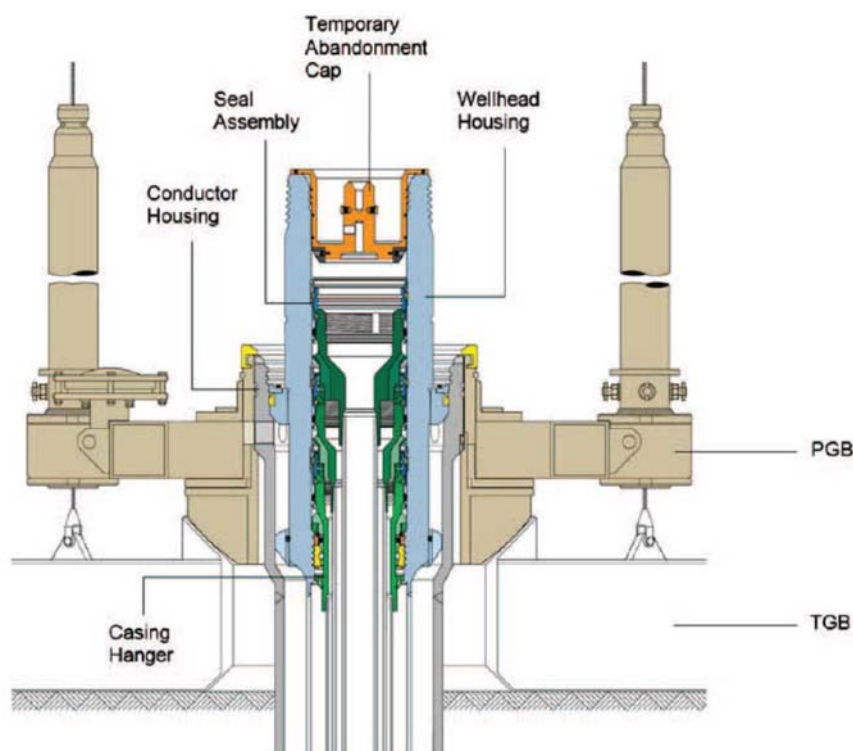


Fig. 15. Pozo terminado y sellado, listo para montaje de árboles

2.2.9.4. Retirada de BOP e instalación de árboles de producción.

Si no se necesita más servicios de pre-producción, se retira el BOP del pozo, recoge en cubierta de SSDR y se procede con la instalación del árbol de producción “Xmas Tree”, conocido como árbol de navidad (“Christmas Tree”).

Los árboles submarinos, “Subsea Trees”, tienen las siguientes funciones:

- Encauzar la producción (“Production Trees”) desde el pozo a las líneas de producción (“Flowlines”) o canalizar las inyecciones de agua o gas en el interior del pozo para presurizarlo (“Injection Trees”)
- Regular el flujo de fluido a través de un estrangulador, no siempre requerido
- Monitorizar los parámetros del pozo al nivel del árbol como presión de pozo, presión anular, temperatura, detección de arena, etc
- Cierre de seguridad del flujo del fluido producido o inyectado por medio de válvulas actuadas por un sistema de control remoto
- Inyectar en el pozo o en las líneas de producción fluidos de protección como inhibidores de corrosión o inhibidores de hidratación.

Se prepara el El Xmas con todo su ensamblaje de terminación. Sobre cubierta de SSDR, se conecta el LMRP sobre el Xmas.

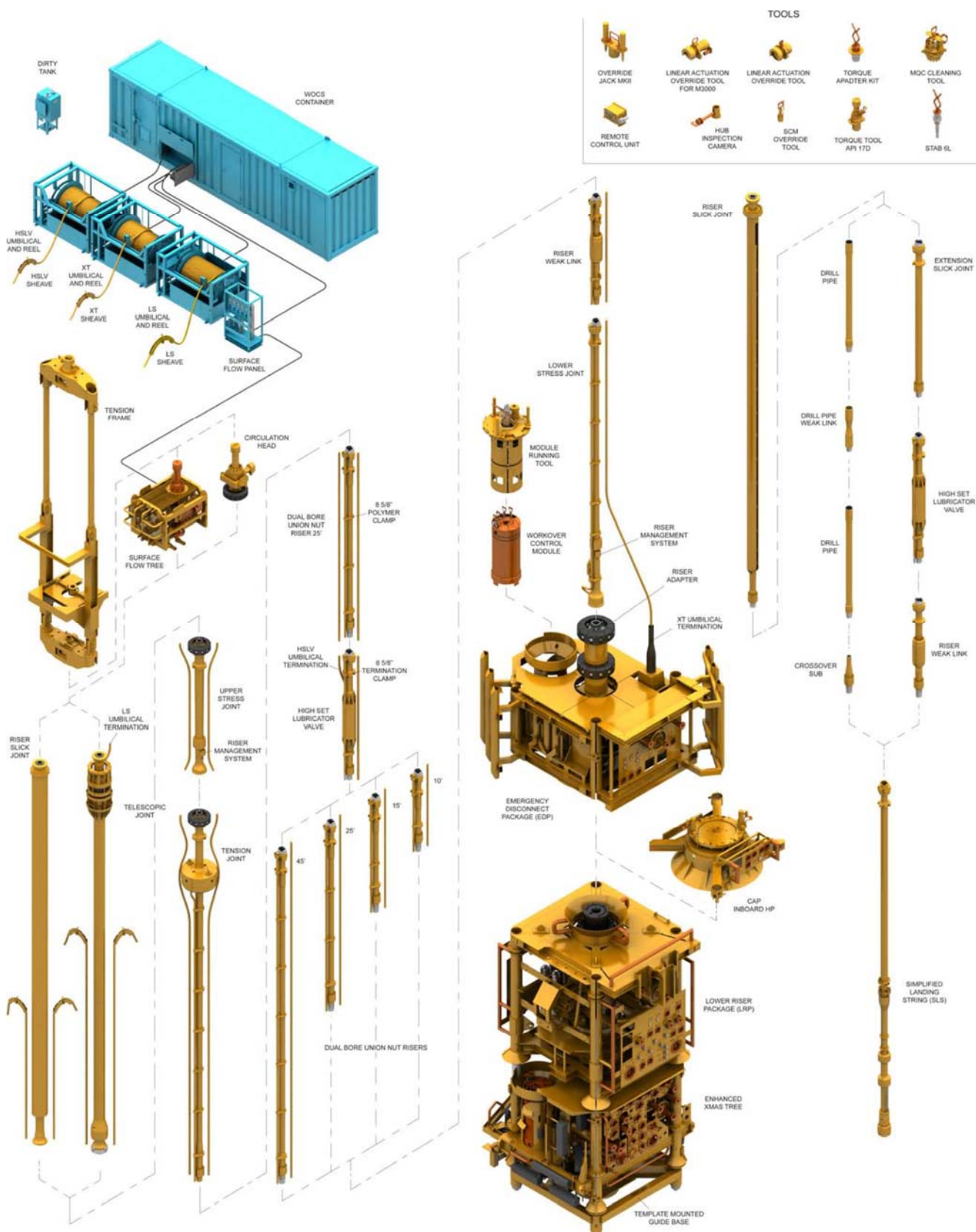


Fig. 16. Disposición de Sistema de Risers y Equipos para Terminación de Pozo. FMC Technologies.

Este montaje permitirá tener protección cuando se proceda a la apertura del obturador instalado previamente en el cabezal del pozo y tubing hanger, cerrando cualquier fuga incontrolada durante la operación remota. Sobre este montaje se instala un desconector de emergencia, EDP, (Emergency Disconnect Package) que se fija en el

extremo superior del LMRP con un acoplamiento hidráulico, que le permitirá liberarse de forma remota del pozo en caso de emergencia o desplazamiento de la plataforma, quedando suspendido de los risers y SSDR. A continuación se instala una junta flexible para absorber desalineaciones durante la operación y montaje, el riser marino, o en su caso un riser de terminación, un terminal de control con sus umbilicales conectados al sistema de control.

Todo este montaje, con sus variantes se ha representado en la *Fig 16*.

El sistema de control permite la operación en la cabeza del pozo y los conectores de los risers, así como el control de las válvulas del Xmas y de la válvula de seguridad instalada en el interior del casing. El control permite la prueba hidráulica de varios sellos como la cavidad entre el “Tubing Hanger” y el Xmas.

Cuando el Xmas se posiciona sobre el cabezal del pozo, se energiza el conector hidráulico, fijándose y bloqueándose. A continuación se procede a la prueba de todos los controles y pruebas de estanqueidad. Se retiran los tapones de bloqueo instalados previamente en el cabezal y el pozo quedaría controlado por la válvula maestra del Xmas.

Con todo probado y verificado, se bloquea el Xmas y se limpia el riser retornando agua de mar para arrastrar los posibles restos de hidrocarburos y se retiran LMRP y risers de vuelta a la SSDR.

Se instala y asegura un tapón de cierre y protección del conector del Xmas. Con esto el pozo queda listo para conexión a la línea de producción, umbilicales de control y producción. Esta operación se conoce como suspensión o “Well Suspending”.

La SSDR se puede retirar a otro pozo.

2.2.10. ABANDONO

Si durante las pruebas realizadas al pozo este está seco o tiene unos ratios productivos bajos, que no lo hacen rentable en su explotación, se ha de sellar rellenando con cemento. Esto se hace con tapones de longitud determinada a lo largo de la longitud del pozo y espaciados entre sí, cerrando el último en el fondo marino.

Las camisas se cortan bajo el fondo marino lo más profundo posible usando herramientas de corte circular conectadas en el extremo de la tubería de perforación o con explosivos. En el Mar del Norte, las Regulaciones Ejecutivas de Seguridad y Salud (Health and Safety Executive Regulations) requieren que todos los tramos de camisas se corten como mínimo 10 pies bajo el fondo marino, 3,5 m, y que todas la estructuras por encima de este punto se recuperen, no dejen chatarra en el fondo. Además, cualquier escombros localizado en un radio de 70 m alrededor del pozo ha de ser recogido.

2.3. DESARROLLO DEL CAMPO OFFSHORE.

Un elevado número de factores incluidos los económicos, disponibilidad de rutas de exportación, viabilidad técnica y sensibilidad medioambiental influyen en la toma de decisión en cuando y como se ha de desarrollar un campo para producción. El desarrollo de un campo offshore es un proceso en etapas, resumido esquemáticamente en la *Fig. 17*, con una gran cantidad de actividades que tienen lugar antes de cualquier otra actividad de construcción en la localización offshore. La evaluación del impacto ambiental interviene en la selección de las opciones, diseño, planificación y en el proceso de ejecución.

En este apartado se describirán las actividades potenciales desarrolladas en el campo offshore:

- Perforación de los pozos de desarrollo y producción
- Construcción de las instalaciones de producción y exportación
- Comisionado de los sistemas

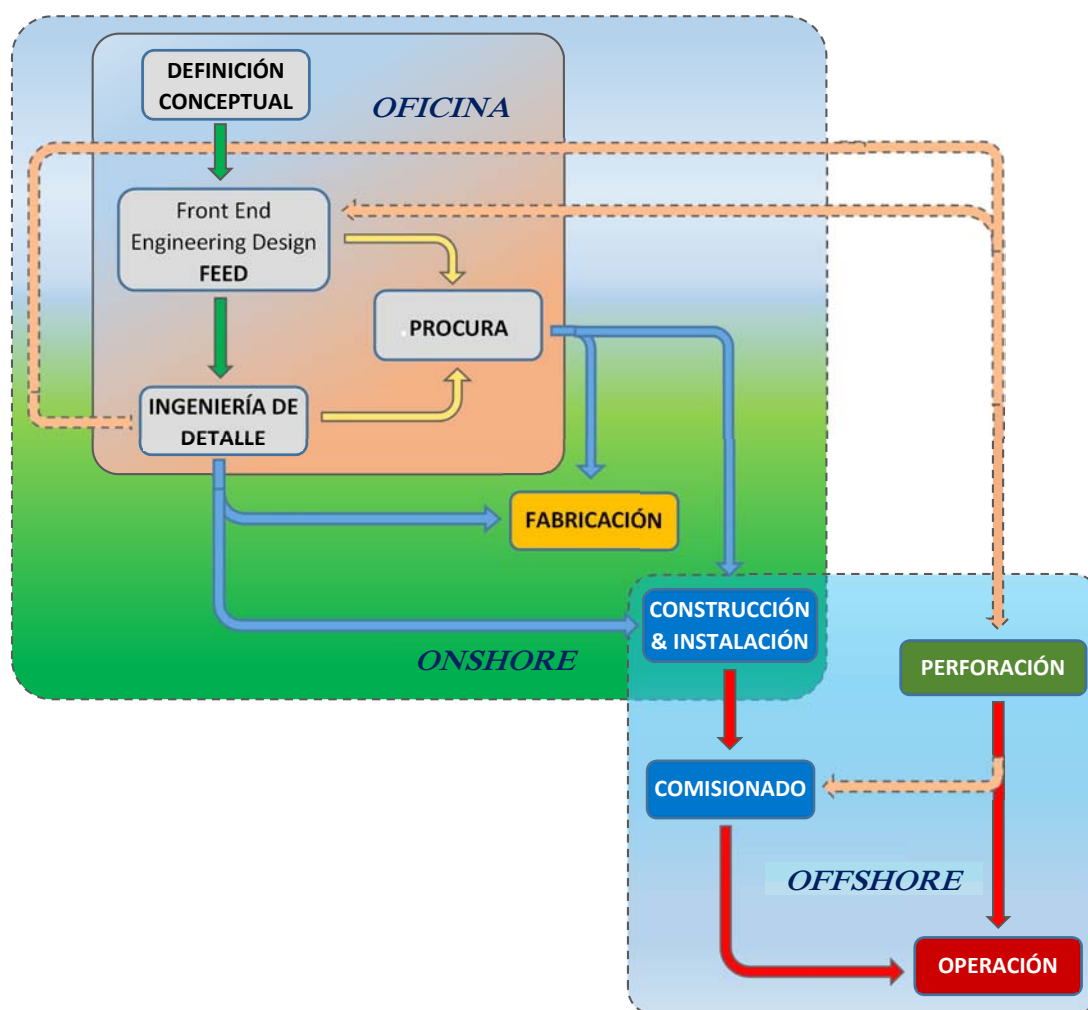


Fig. 17. Etapas y localizaciones en el desarrollo de un campo de producción offshore en la industria O&G.

2.3.1. PERFORACIÓN PARA DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Los objetivos de un programa de perforaciones para desarrollo de un campo offshore es el de acceder tan eficientemente como sea posible a las reservas recuperables de un campo petrolífero o de gas. El número de pozos y la localización en la que han de ser perforados dependen de la naturaleza y dimensiones de la reserva descubierta. Los pozos de desarrollo son perforados en un periodo de tiempo determinado, y ambos, el tiempo requerido y el espaciado entre los distintos pozos dependen de las propiedades del yacimiento y de las características económicas del campo.

La función de los pozos que pueden ser perforados durante la vida operativa de un campo offshore se pueden clasificar en tres categorías principales.

- Pozos de producción
- Pozos de inyección de agua o gas
- Pozos de vertido (de detritus o fluidos de perforación, aguas contaminadas o gases de procesos)

En cualquier caso, siempre es posible convertir pozos de un uso a otro, al conectarse todos en la misma reserva.

En términos de operación y actividades, la perforación de desarrollo es similar a la perforación de exploración y valoración, que se han descrito anteriormente. La localización de los pozos de desarrollo está normalmente centrados bajo la plataforma de producción del campo, y haciendo uso de las técnicas de perforación direccional, se podrá acceder a cualquier punto del yacimiento. Estas técnicas incorporan en la línea de perforación accesorios que cambian la dirección del bit drill, sometiendo a una leve presión en determinados

puntos, la tubería de perforación. La incorporación de equipos electrónicos y radiográficos envía información a la superficie de la localización y ángulo de desviación de la cabeza de perforación, así como porosidad y densidad de las formaciones que se encuentra. Debido a que aumenta la fricción cuando aumenta el ángulo de desviación, se usan turbinas para el accionamiento de las brocas (“Turbo Drills” o “Jet Bit Drills”), movidas por el fluido de perforación, en vez de rotar toda la línea de perforación desde la plataforma. En particular, cuando se espera la presencia de esquistos o pizarras, las características reológicas de un fluido de perforación en base aceite es típico para evitar que la tubería de perforación quede atrapada por la expansión de la formación en presencia de agua (base de los lodos de perforación). El tramo final del pozo coincidente con la sección del yacimiento se taladra lo más horizontal posible. En estos casos se perfora más de un tramo, paralelo en esta sección, confluyente en el mismo tramo intermedio, para mejorar la fluencia del crudo o gas.

Cuando no es técnicamente viable perforar a la localización prevista desde la plataforma de producción principal del campo, se perforan agrupados los pozos necesarios en una localización satélite que concentre la producción de estos, para una posterior conexión con la plataforma principal.

Para minimizar los retrasos entre la instalación de la plataforma de producción principal y el comienzo de la producción, los pozos de desarrollo se pueden empezar a perforar, sin llegar a completarlos, y suspenderlos temporalmente, para posteriormente completarlos y conectarlos a la unidad de producción.

Cuando se tienen que perforar un número elevado de pozos desde la misma posición, se suele instalar sobre el fondo marino una plantilla de perforación con una serie de bases guías individuales. Las plantillas son normalmente fijadas en el fondo marino con dos o más pilas hincadas o auto-hincadas. *Fig. 18*



Fig. 18. Plantilla submarina usada en el campo Kristin, 2008

La perforación de los consecutivos pozos de desarrollo en la localización de la plataforma principal se completa desde una instalación de perforación instalada de forma permanente en la unidad de producción, o desde una plataforma móvil adyacente a la instalación fija o montada en cantiléver sobre la instalación fija. Esta opción es típica en instalaciones de aguas someras donde la plataforma de producción se instala sobre jackets y una MODU tipo Jack-up se sitúa sobre esta con el derrick montado en cantiléver.

En plataformas fijas instaladas sobre Jackets o en aquellas que presentan estabilidad de movimientos frente a los efectos del mar, mínima arfada, balance o cabeceo, en cualquier condición de mar, como puedan ser TLPs, SPARs o algunas Semi-Sumergibles, los conductores de los pozos se extienden desde el fondo marino a través

de unos pasos practicados en la estructura hasta la cubierta de la plataforma, donde se sitúa el cabezal del pozo con sus respectivo BOP. Este tipo de pozos se denominan de árbol seco o “Dry Tree System” en inglés.

Cuando las plataformas de producción son flotantes, el cabezal del pozo y el BOP se sitúan en el fondo marino y conectan a la instalación mediante risers flexibles.

Completado el pozo de producción, se instala el árbol de producción en el cabezal y a continuación se instala el tubing de producción o “linner”. El pozo se limpia usando una combinación de salmueras densas y químicos de limpieza que se estiban para tratamiento o descargan en un buque auxiliar para tratamiento en tierra y posterior reutilización o desecho, dependiendo del tipo de fluido. Cuando todos los detritus y fangos han sido removidos del pozo, se circula hidrocarburos desde el yacimiento por un periodo determinado desde y hasta la plataforma para una limpieza más exhaustiva de los conductos, y el hidrocarburo tratado para limpieza y eliminación de contaminaciones. Los pozos satélites alejados de la plataforma de producción suelen ser circulados con fluidos de producción para limpieza desde embarcaciones auxiliares especializadas antes de su puesta en producción. Estos fluidos pueden ser quemados o transferidos a tankers para su posterior tratamiento.

2.3.2. CONSTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN.

2.3.2.1. TIPOLOGÍA DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN

Se distinguen por su localización y estructura:

- **INSTALACIONES FIJAS.** Las plataformas fijas son del tipo **Jacket** habitualmente, con una estructura de celosía de 4 o 6 columnas, construidas a base de perfiles tubulares soldados y refuerzos planos o estructurales. Las Jackets son remolcadas a la localización de fondeo y posicionadas por grúas marinas de gran capacidad (hasta 7000 tm). Se anclan al fondo marino mediante inca de pilas metálicas que se enhebran en unos ojales estructurales instalados en el fondo de la jacket. Estas pilas se hincan con potentes martillos hidráulicos instalados sobre grúas flotantes en uno o varios tramos. En este último caso se ha de soldar cada spool para conseguir la longitud total a la vez que se hinca. Las jackets se instalan en fondos de hasta 450 m. En ocasiones se instalan dos o más estructuras y se unen mediante puentes estructurales creando superficies para la instalación de todos los equipos necesarios de proceso que se requieren para la explotación del yacimiento.

Otro tipo de plataforma fija son las de gravedad o **GBSs** (Gravity Based Structures), estructuras de hormigón armado que se instalan en aquellas localizaciones donde el fondo es tan duro y compacto que impide la hincada de pilas. Se apoyan directamente en el fondo marino, previa preparación de una fundación a base de escolleras de diferentes dimensiones. La tipología es tan variada como plataformas hay. Son diseños específicos para cada localización, pero suelen tener una base sobre la que se levantan columnas de sección circular en cantidad variable, que sobresalen de la superficie marina en sección mínima y acaban en un tope de columna donde reciben la estructura metálica de cubierta donde se disponen las unidades de proceso. Se construyen en la costa y se remolcan a la localización, donde se posicionan y lastran para completar la instalación. Sus columnas y base se utilizan habitualmente como tanques de acopio para fluidos de producción u operación. Se suelen instalar en fondos de hasta 350 m



Fig. 19. GBS Troll, Shell. 1995

- **INSTALACIONES FLOTANTES.** Las plataformas de cordones tensados o **TLPs**, “Tension Leg Platforms” son estructuras flotantes que se afirman al fondo marino mediante unos cordones metálicos, principalmente tubulares de gran schedule y sección, pretensados. En el fondo marino se afirman a fundaciones firmemente ancladas en el subsuelo. El flotador es del tipo semi-sumergible y puede tener varias configuraciones. El tipo más común tiene casco anular de sección cuadrada con cuatro columnas, una en cada esquina, en cuyo tope se apoya el “topside” o estructura de cubierta que contiene las unidades de producción y operación. Otros diseños o patentes dispones de una sola o tres columnas. El denominador común a todas las TLPs son los arraigados de los tendones situados en el fondo del casco y sus características dinámicas. Tienen muy buen comportamiento contra la arfada, balance y cabeceo los que les permite operar como plataformas fijas.

Plataformas **Semi-sumergibles** fondeadas de forma clásica de grandes calados, con aditamentos estructurales que mejoran su comportamiento dinámico como las placas anti-arfada, se emplean profusamente en el GOM y Brasil.

Las unidades **SPARs** son otro ejemplo de plataformas flotantes para producción, de uso casi exclusivo en el GOM. Algunas plataformas **Jack-ups** se han adaptado también como plataformas de producción.

FPSO y **FSO** son instalaciones de producción o de almacenamiento y exportación montadas sobre flotadores de tipo monocasco o semi-sumergibles. Se lastran y fondean al fondo marino. Pueden absorber movimientos verticales y operar en un amplio rango de profundidades. Los pozos se completan con cabezales subsea y se conectan con la unidad flotante mediante risers flexibles que compensan los movimientos verticales y en el plano.

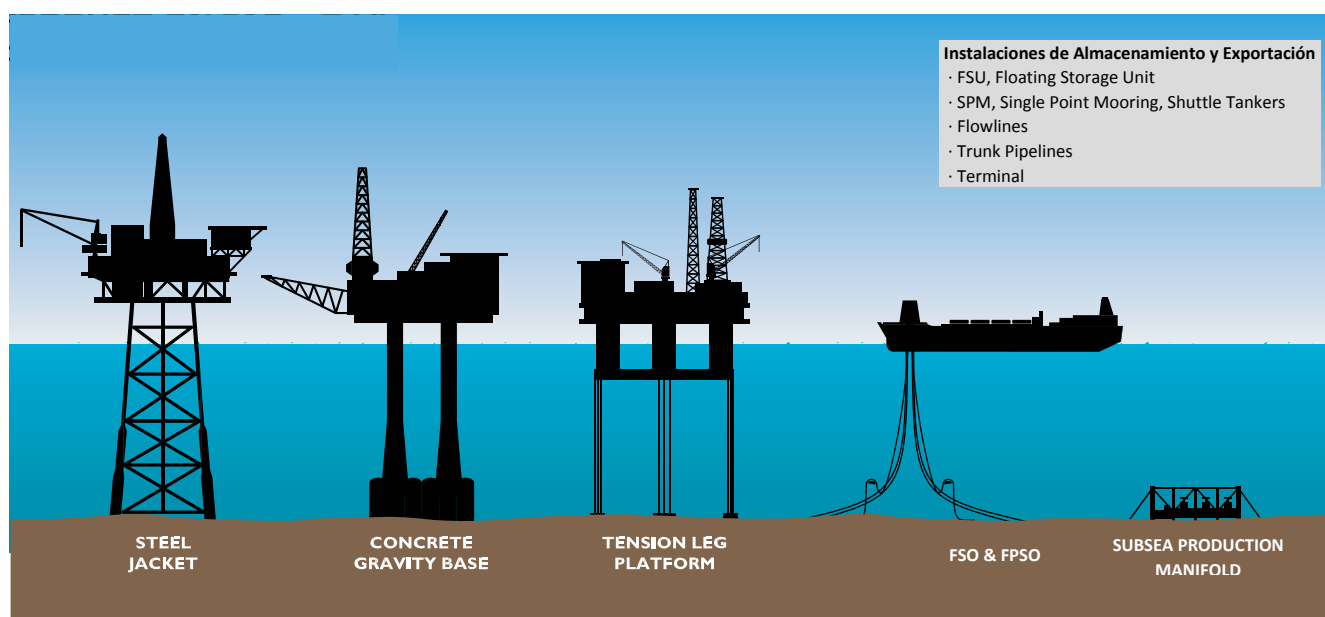


Fig. 20. Instalaciones de producción offshore

- **INSTALACIONES SUBSEA.** Campos pequeños o sectores de la reserva que nos son accesibles con perforación direccional desde la localización de la plataforma principal de producción, se desarrollan usando la combinación de terminaciones de pozo subsea, manifolds y líneas de producción que se conectan con la plataforma principal del campo en superficie, para el procesado e importación del fluido de producción. Umbilicales con múltiples servicios se usan para inyectar químicos en el manifold de la cabeza de pozo según necesidad (p. ej. para prevenir la formación de hidratos o proteger la tubería de la corrosión) y para transferir las señales de control eléctrico e hidráulico al cabezal del pozo o manifold de válvulas desde la plataforma principal.

La selección de la estructura de producción para un campo petrolífero se basa en determinados factores que dependen de la vida operativa prevista para el campo, tipo de hidrocarburo de la reserva, caudales esperados de producción y localización (profundidad), entre otros.

La evolución del desarrollo offshore tiende a las prospecciones en aguas cada vez más profundas. Las soluciones futuras están abiertas a un desarrollo tecnológico orientado a una combinación entre instalaciones subsea y plataformas flotantes, asistida por FSO o FPSO.

Las plataformas de producción offshore son autónomas y disponen de todas las instalaciones necesarias para soportar las necesidades del proceso y exportación, e incluyen entre otras:

- Generación de potencia
- Planta eléctrica
- Equipos y servicios de casco
- Control y regulación de presión
- Unidades de proceso
- Desgasificación
- Desalación-Desarenado
- Deshidratación
- Tratamiento de agua de proceso
- Tratamiento de drenajes
- Unidades de bombeo o compresión
- Flare
- Utilities
- Helipuerto
- Gruas
- Acomodación

La instalación de equipos y sistemas dependerá de la especialización de la plataforma y las características del hidrocarburo.

Estas unidades pueden estar, o no, permanentemente instaladas dependiendo del tipo de desarrollo del campo. Para aquellas instalaciones permanentes, el sistema de protección anticorrosiva del casco es un equipo esencial de la plataforma. Corrientes impresas y/o ánodos de sacrificio son los sistemas más utilizados.

2.3.2.2. INSTALACIONES DE EXPORTACIÓN

Las instalaciones de exportación, al igual que la de producción, se diseñan y construyen en función del producto a explotar, localización, profundidad y la entrega requerida del producto, en instalaciones de tierra o a flote. En la zona británica del Mar del Norte es típica la exportación mayoritaria a estaciones de almacenamiento terrestre mediante tubería submarina, aunque coexiste con un remanente de exportación en tankers o shuttles. La producción de gas es totalmente exportada por tubería. Debido a la tecnología requerida en la licuación del gas para transporte, está en desarrollo. Nuevos buques de proceso de gas están permitiendo que la licuación se haga a pie de pozo y se puedan transferir a LNGs y su transporte a los terminales portuarios. Las unidades de proceso para licuación, por su gran volumen y peso, se instalan en monocascos gigantes. Se conocen como **FLNGs**. **PRELUDE** (2014) de la operadora SHELL construido por Samsung con tecnología Technip es en este momento la mayor unidad construida en el mundo para proceso de hidrocarburos a flote, y el mayor monocasco jamás construido, y prestará sus servicios en la costa noroccidental de Australia. En campos donde no es económicamente viable la exportación del gas producido, parte de él se utiliza como fuel y el resto se reinyecta en la reserva para una futura recuperación o para presurización que mejore la producción de crudo. La antigua práctica de quemar los excedentes de gas en la flare, está remitiendo por motivos medioambientales. Algunos países productores prohíben expresamente esta práctica en sus jurisdicciones.

En el Mar del Norte existe una infraestructura de exportación submarina de hidrocarburos, en la que el desarrollo de nuevos pozos puede conectar su producción para exportación. El desarrollo de nuevos campos con grandes reservas podrían justificar la instalación de nuevas “pipelines” e instalaciones de recepción terrestre, en otro caso, la interconexión a infraestructuras existentes es la práctica habitual y más económicamente rentable.

La descarga de hidrocarburos extraídos a un tanker requiere la existencia de unos tanques de recepción y acopio de la producción, que tienen la función de regulador, y unas instalaciones de bombeo que trasfieran la carga en el mínimo tiempo y forma posibles. La plataforma de producción debe ser capaz de contener estas facilidades, en caso contrario se requiere la asistencia de otras plataformas como FSOs o FPSOs. Cuando no hay suficiente capacidad de almacenaje en la plataforma principal, una unidad flotante separada de almacenaje se puede anclar permanentemente en el campo para su servicio. En caso que el diseño de la plataforma no permita el acceso seguro a la carga de los tankers, un sistema alternativo de transferencia de carga como por ejemplo las

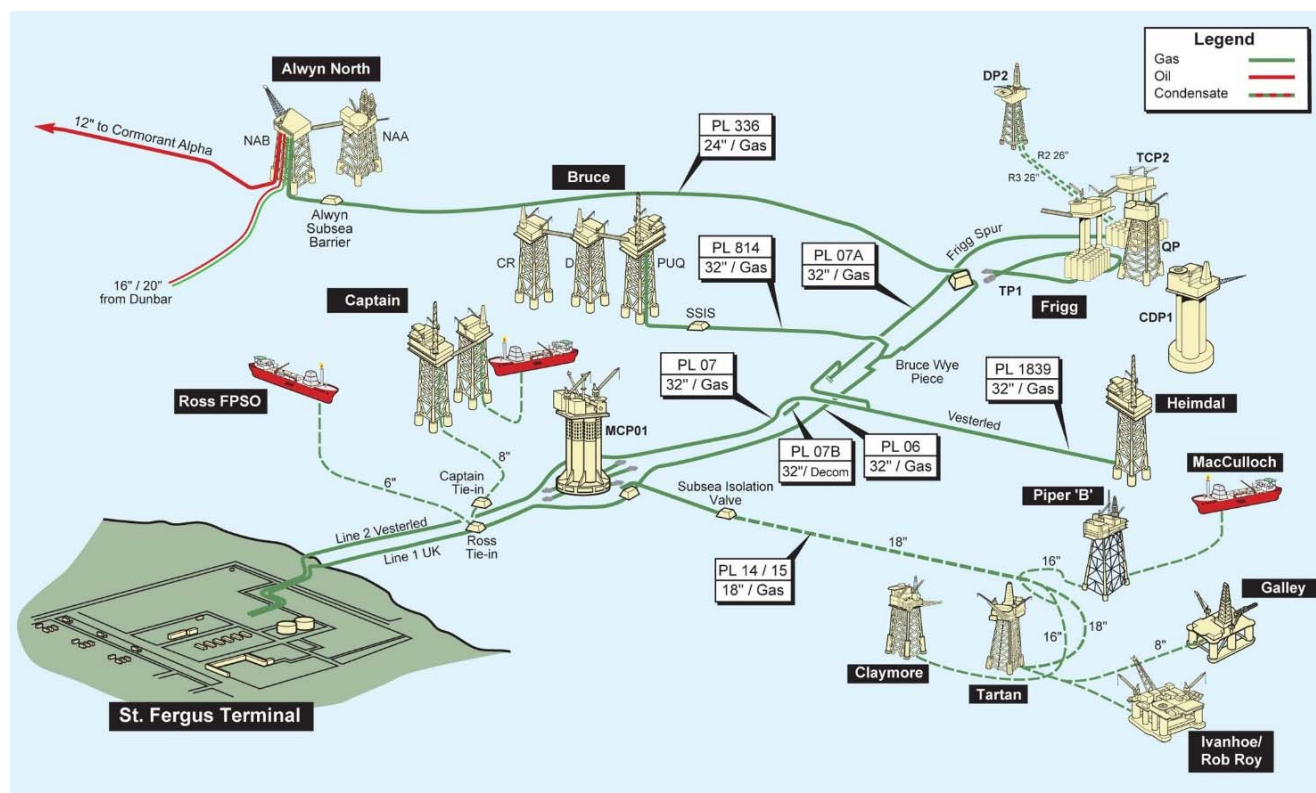


Fig. 21. Vesterled Pipeline. Transporta gas desde la reserva Frigg en el sector noruego del MdN hasta St Fergus Terminal en Escocia. El colector principal de esta línea es de 32" y tiene una longitud total de 320 km. Capacidad de transporte de 12 bcm por año. Se comisionó en 1978 en su diseño original.



Fig. 22. Langeled Pipeline. Transporta gas desde la reserva Ormen Lange en la plataforma continental noruega via Nihamna Terminal en Noruega hasta Easington Terminal en Inglaterra. La línea de 42" a 44". Tiene una longitud total de 1166 km y es capaz de transportar 25.5 bcm por año. Se comisionó en 2006.

mono-boyas o SPM, “Single Point Mooring” se instalan a una distancia de seguridad de varias millas desde la plataforma, conectada con la plataforma principal o “host facility” por medio de tubería submarina.

Las tuberías submarinas son instaladas por buques especializados, con posicionamiento DPS o mediante fondeos. A bordo de estos buques, las secciones de tubería se sueldan entre sí a la vez que se va fondeando. Es un proceso continuo en el que la velocidad de avance del buque, la velocidad de fondeo y los tiempos de soldadura, inspección y protección de la tubería han de estar en perfecto sincronismo para que no se produzcan esperas de unas actividades sobre otras. Esta es la razón principal de la gran longitud de los grandes buques especializados. A popa de estos buques se sitúa el aguijón o “stinger”, estructura a modo de soporte de celosía que acomoda la curvatura de la tubería en su entrada al mar y posterior descenso al fondo.

El grado y naturaleza de las agresiones y deterioro del fondo marino durante el tendido de tubería a consecuencia de las operaciones de estos buques dependen de una variedad de factores:

- Tipo de buque tiende tubería
- Tipo de anclas o sistemas de fondeos, dimensiones y peso
- Naturaleza de los sedimentos en el fondo marino
- La necesidad o no de excavar el fondo marino para la instalación en zanja
- La protección requerida para la tubería, losas de hormigón, escolleras, etc.

Los buques con posicionamiento dinámico no tienen contacto con el fondo marino, pero el uso continuado de los thrusters crea una elevada contaminación acústica.

Las tuberías con diámetros superiores a las 16” son instaladas directamente sobre el fondo, mientras que las de menor tamaño son instaladas en trincheras de aproximadamente un metro de profundidad. La trinchera se construye con arados submarinos en fondos con sedimentos penetrables o con chorros de agua cortadores en fondos más duros. Tras la instalación, la trinchera se rellena con el material cortado localizado en los laterales de esta o con aporte de material externo con equipos especializados desde la superficie. Los umbilicales para el control de las instalaciones subsea se tienden habitualmente en la misma trinchera, paralelos a la tubería enterrada, separados de esta por una distancia especificada.

Otra versión de la tubería submarina son las de sección agrupada conocidas como “bundles”. Esta consiste en una camisa exterior de gran diámetro en cuyo interior se disponen una serie de tubería menor. Se construyen en la costa y se remolcan hasta su localización donde se instala mediante lastre controlado.

La tubería submarina se protege de la corrosión mediante ánodos de sacrificio, normalmente de aluminio, u otros sistemas de protección y la correspondiente monitorización.

La prueba hidráulica de presión se lleva a cabo antes de su puesta en servicio. Sofisticados equipos de ensayo e inspección se despliegan desde equipos de superficie para certificar la correcta construcción e instalación de las líneas.

Sistemas de limpieza interna, tipo “PIG” son instalados para mantenimiento e inspección durante la operación.

2.3.3. COMISIONADO DE LOS SISTEMAS.

El comisionado de los sistemas es la fase de desarrollo que, como continuación a la construcción, prueba, verifica y certifica que dicha instalación o equipos se han construido e instalado conforme al diseño y que cumplen con la función para los que han sido diseñados y contruidos, alcanzando los ratios productivos y los límites de operación contratados.

El comisionado se inicia con la verificación y prueba de los equipos mecánicos, eléctricos y de control en el taller del fabricante, como generadores, bombas, etc, fase que se ha denominado pre-comisionado. En esta etapa se prueban y reinstala todas las líneas de tubería y equipos, inertizando cada uno de ellos a la espera del arranque de los sistemas.

Cuando toda la instalación está situada sobre el pozo y pre-comisionada, el primer paso es la verificación y prueba de los equipos de seguridad y regulación de todos los equipos de control y seguridad. Las primeras pruebas en caliente, con fluido proveniente del pozo, se hacen por secciones, incrementando la carga e interconectando todos los sistemas para llegar al final al “Performance Test”, que concluirá con la medición de las capacidades de la planta y posterior aceptación del cliente.

Durante esta fase existen potenciales fuentes de riesgo que pueden afectar la productividad de la unidad y efectos en el medio ambiente susceptibles de ser sancionados, aparte del daño irreparable que se podrá causar si no se controlan. Los riesgos provenientes de la operación segura de los equipos los podríamos enumerar a continuación:

- Emisiones Atmosféricas
 - o Venteo y quema de gases combustibles o tóxicos
 - o Emisiones de gases de combustión provenientes de la planta de generación
- Descargas al mar
 - o Descargas de químicos de inyección
 - o Vertidos derivados de la producción de agua
 - o Descargas de fluidos de perforación

Otros riesgos que podrían aparecer por accidentes, provenientes de errores de diseño, errores de operación o fallos de materiales a vigilar serán:

- Fugas de fluidos de producción en el cabezal del pozo o en los risers de producción
- Explosiones por concentración de gases
- Vertidos incontrolados en la unidad de producción
- Deriva de la plataforma por fallos en el sistema de amarre y fondeo
- Accidentes en las operaciones de carga – descarga y trasiego de suministros en el mar
- Colisiones marinas entre buques o entre buques y plataforma
- Zozobra

2.4. OPERACIONES DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO OFFSHORE.

La función principal del proceso de un sistema de producción en una explotación O&G en un campo offshore es separar en los fluidos de producción provenientes del pozo, las fases de crudo y gas, y acondicionar estas para transporte, removiendo la mayor cantidad de agua y sólidos.

En *Fig 23*, se ha representado la evolución típica de un pozo de petróleo offshore. La producción de agua fósil aumenta de forma inversa con la producción de crudo. La producción de gas aumenta paralelamente con la producción de agua, hasta cierta presión, desde la cual disminuye. Nótese que la producción de gas aumenta por encima de la producción de crudo en un cierto momento. La producción de crudo disminuye de forma paralela a la presión de la reserva.

La demanda global de petróleo y gas ha crecido constantemente y está proyectado que continúe con este crecimiento en un futuro. El precio del crudo y gas se fija por diferencia entre la oferta y la demanda. El incremento actual en el precio es una respuesta a la previsión de que el suministro tendrá difícil seguir la tendencia de la demanda. Para minimizar esta escalada de precio, el suministro de crudo y gas ha de satisfacer las necesidades de demanda.

Actualmente un gran porcentaje de consumo diario de crudo y gas proviene de explotaciones offshore. El suministro desde campos situados en aguas someras está disminuyendo, por agotamiento o explotación no económica. La producción desde campos desarrollados en aguas profundas (1000 m y 2000 m) y aguas ultra-profundas (>2000m) está proyectado que suministre suficientes hidrocarburos para satisfacer la creciente demanda. La contribución de los suministradores no pertenecientes a la OPEC con recursos en aguas profundas está proyectado que crezca hasta el 35% en 2030 desde el 12% actual.

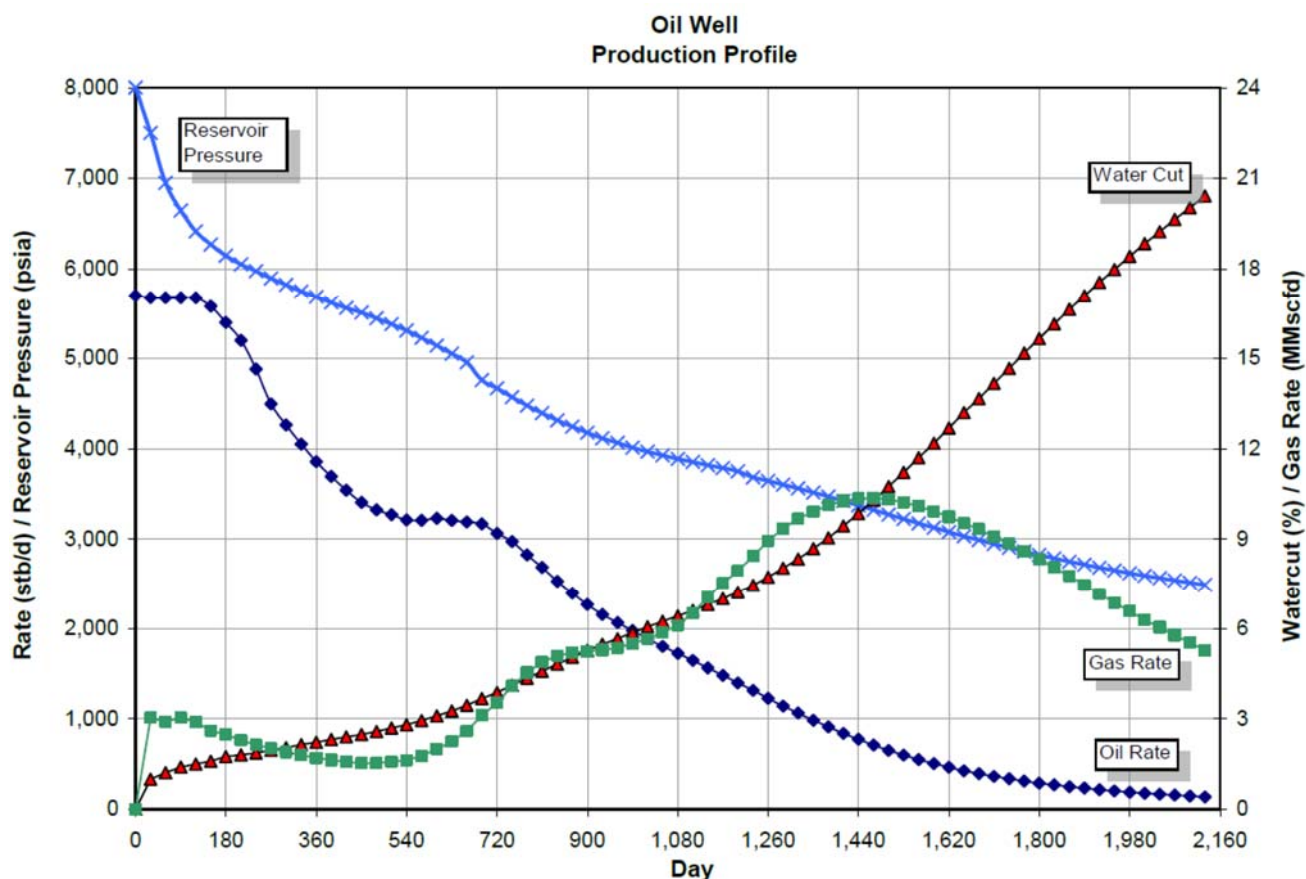


Fig. 23. Evolución en la producción de un pozo offshore.

En la Fig. 24 se ha representado esquemáticamente una solución del proceso de producción para una reserva de petróleo y sus interacciones con el medio.

2.4.1. EMISIONES ATMOSFÉRICAS.

La mayor fuente de emisiones atmosféricas a la atmósfera es la combustión interna de los equipos de generación de potencia para la instalación de producción y auxiliar de la plataforma, los buques de suministro y auxiliares, FSOs/FPSOs, aeronaves, antorcha de quemado de gases de proceso, refrigeración aérea, emisiones durante la limpieza de pozos y prueba, venteos de tanques, u otras emisiones incontroladas.

Los requerimientos de potencia en la industria offshore están dominados por las instalaciones de producción que pueden estar entre los 50 MW a 100 MW por plataforma, con contribuciones menores de otros buques de almacenaje o servicio. El mayor consumo de energía para producción lo presentan los equipos de compresión y bombeo para inyección y exportación, con potencias generadas por turbinas de gas o duales, gas-diésel. Como dato destacable, el gas de la combustión para accionamiento de turbinas aporta el 60% de las emisiones de CO₂ en las operaciones del Mar del Norte.

La quema de gases en las flares o antorchas ha sido sustancialmente reducida durante los últimos años en las instalaciones offshore, al potenciarse las técnicas de exportación de excedentes y la reinyección como recurso para reducir emisiones. La implementación de nuevas técnicas en los procesos de producción está reduciendo el uso de flares en los sistemas de alivio de gases.

Las sustancias contaminantes emitidas están compuestas en la mayoría por: Oxidos de Nitrogeno, NO_x, Monóxido de Carbono, CO, Dióxido de Azufre, SO₂, Partículas, PM, Compuestos Orgánicos Volátiles, VOCs, Dióxido de Carbono, CO₂ y Metano, CH₄.

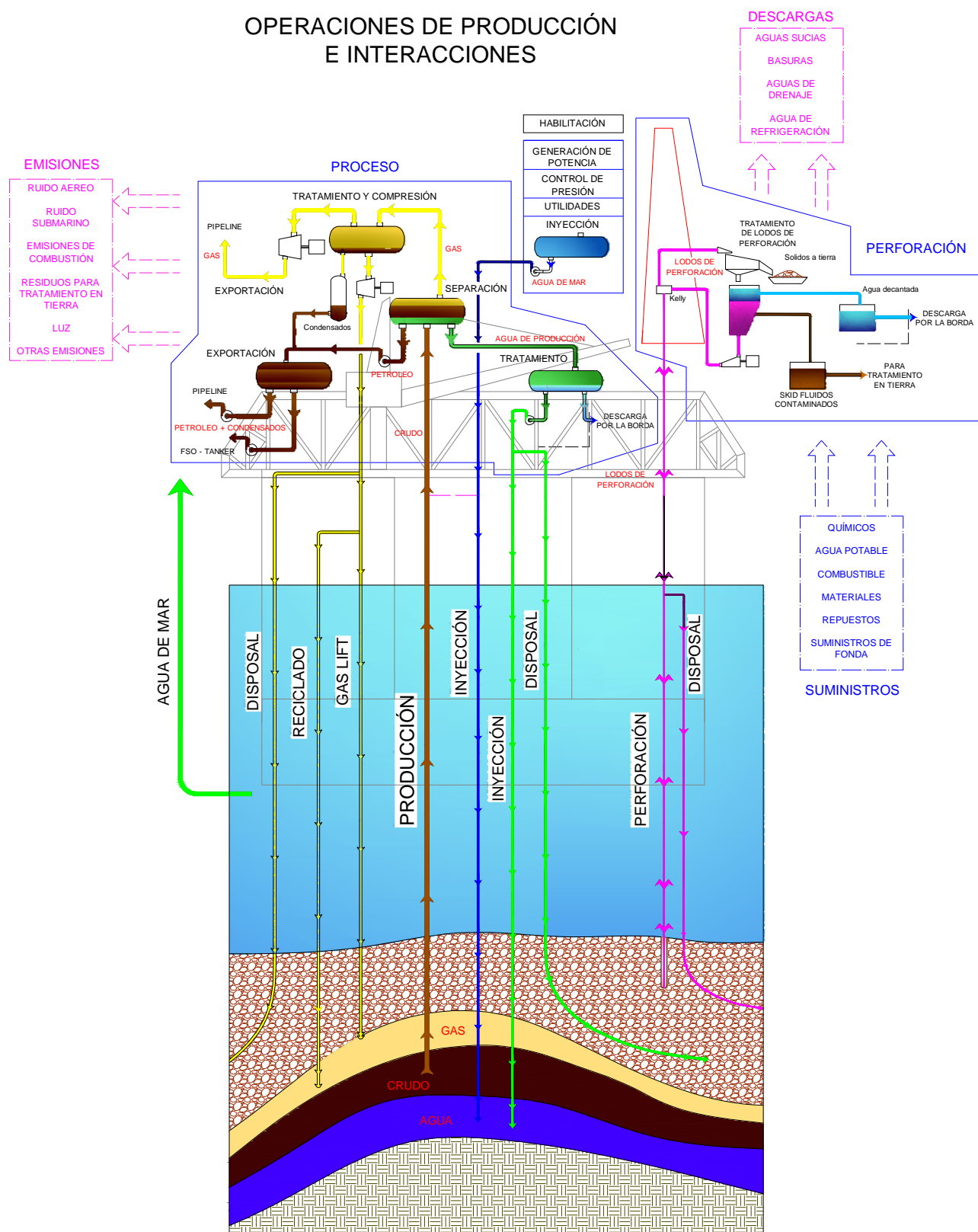


Fig. 24. Operaciones en fase de producción y la interacción con el medio en un campo offshore.

2.4.2. AGUA DE PRODUCCIÓN Y OTRAS DESCARGAS ACUOSAS.

El Agua de producción se obtiene durante la explotación de la reserva en solución con los hidrocarburos. El agua, por decantación, al ser más pesada que los hidrocarburos se segrega en las capas inferiores de la reserva. Otra

parte importante del agua se encuentra en solución o en dispersión con el hidrocarburo, que al llegar a la plataforma de producción ha de ser removida y tratada para su posterior disposición.

Este agua tienen altos índices de contaminación, es agua “fósil”, y no tiene uso industrial en el proceso, por lo que hay que eliminarla reinyectándola en la reserva, en un pozo alejado de la fuente de extracción.

El agua residual, después del tratamiento del agua de mar para presurización de la reserva mediante inyección en pozos específicos, se encuentran dentro de esta clasificación y junto con el agua fósil se reinyectan en un pozo al efecto.

Otros vertidos como el agua con bajo contenido de lodos de perforación son habituales, aunque en volúmenes muy inferiores a los anteriores.

2.4.3. QUÍMICOS PARA PROCESO Y UTILIDADES

Hay un amplio abanico de químicos utilizados en la industria de producción offshore para oil & gas. Los químicos se pueden contener en sistemas cerrados como los sistemas de calor (vapor) o refrigeración, o en otros sistemas abiertos, dependiendo de su función. Las principales funciones de los químicos usados en la fase de producción se podrían resumir en la siguiente lista:

- Catalizadores para la separación de fluidos (petróleo – agua – gas)
- Anti-espumógenos. Para prevenir la formación de espumas en los tanques y tubería de proceso
- Anti-hidratantes. Para prevenir la formación de compuestos hidratados, como el sulfúrico
- Inhibidores para prevención de la corrosión de tubería y equipos
- Anti-incrustantes para equipos y tubería.
- Tratamiento y secado de gases
- Tratamiento de agua de mar

2.4.4. WORKOVER

Durante la vida comercial de la reserva, los pozos pueden ser intervenidos con el objeto de remediar fallos y averías, o para incrementar su producción.

Estos trabajos se pueden realizar desde la plataforma de producción, si dispone de una instalación de perforación permanente, o desde una SSDR / Jack-Up o buque especializado si la plataforma de producción carece de ello, o, en el caso de pozos satélite.

El término “WORKOVER” incluye en su definición otro término, “INTERVENTION”. La denominación Workover se deja para los trabajos de reparación mayores de los pozos petrolíferos offshore, donde obras mayores son necesarias para mantener la operatividad del pozo, incluso reconstrucción, y el empleo de grandes unidades de perforación, como Jack-Ups, SSDRs o Drilling Ships.

2.4.4.1. INTERVENCIONES

Intervención es la habilidad de entrar de forma segura y controlada en el interior de un pozo en operación con el propósito de desarrollar un número variado de operaciones que nos incluyen perforación. Históricamente la intervención de pozos submarinos se ha llevado a cabo desde plataformas de perforación con el uso de BOPs de 18 ¾” y riser marinos de 21”, como la única manera segura de controlar el pozo en su entrada. Esta metodología implica un alto coste de ejecución.

La mayoría de los pozos requieren algún tipo de intervención a lo largo de su vida útil. Las intervenciones comprenden una serie de operaciones que pueden contribuir a extender la vida productiva de un pozo, como por ejemplo, instalar o reparar las válvulas con control de superficie instaladas en el árbol de producción, reemplazar las válvulas del sistema de levantamiento artificial de presión por inyección de gas, obtener registros de producción, extraer tubing de producción averiados, eliminar incrustaciones minerales o parafinas, perforar nuevas secciones del pozo o cementar los cañones para cegar el flujo de agua. Algunas compañías sostienen que

más de la mitad de su producción proviene de pozos submarinos, por lo cual les resultaría inadmisibles ver reducida su producción por algún problema que se podría subsanar mediante algún tipo de intervención.

Los servicios de intervención de pozos submarinos que ofrecen compañías especializadas del mercado, han ideado alternativas más económicas para la intervención sencilla de pozos, es decir, la que se puede realizar a través de la tubería de producción.

Sistemas como SIL (Submarine Intervention Lubricator), se trata de un dispositivo especialmente diseñado para ser desplegado y operado desde una embarcación equipada con sistema de posicionamiento dinámico, y permite el acceso a los pozos submarinos activos por medio de cables de perfilaje o de tuberías flexibles, sin necesidad de recurrir a un conjunto BOP convencional y a un riser. Las técnicas de perfilaje tienen una aplicación limitada en los cientos de pozos submarinos que se encuentran sumamente desviados o en el caso de los pozos horizontales. Un sistema de intervención debe ser capaz de transportar las herramientas y los fluidos en pozos muy desviados. Con frecuencia, esto es posible con el uso de las tuberías flexibles.

A finales de 1997, se llevó a cabo por primera vez en el mundo una intervención con tubería flexible desde la embarcación CSO Seawell en el campo Gannet ubicado en el Mar del Norte y perteneciente a Shell. En CSO Seawell se instaló una estructura (IRS) de levantamiento y transporte construida especialmente para mantener el riser de producción en tensión y poder así desplegar la tubería flexible, CT o "Coiled Tubing". En principio se probó el sistema sobre un cabezal de pozo suspendido y se realizaron con éxito varias operaciones: conexión y desconexión de rutina; verificación de la cabeza giratoria; bajada de la tubería flexible en el pozo; perfilaje y circulación; desconexión de emergencia con 7587 KPa en el riser y desmontaje. En el pozo activo Gannet, se realizó una prueba de perfilaje de producción con la herramienta instalada dentro de la tubería flexible durante cuatro días y no se registró ningún momento de improductividad. En la *Fig. 25* se muestran operaciones típicas de intervención en un pozo offshore.

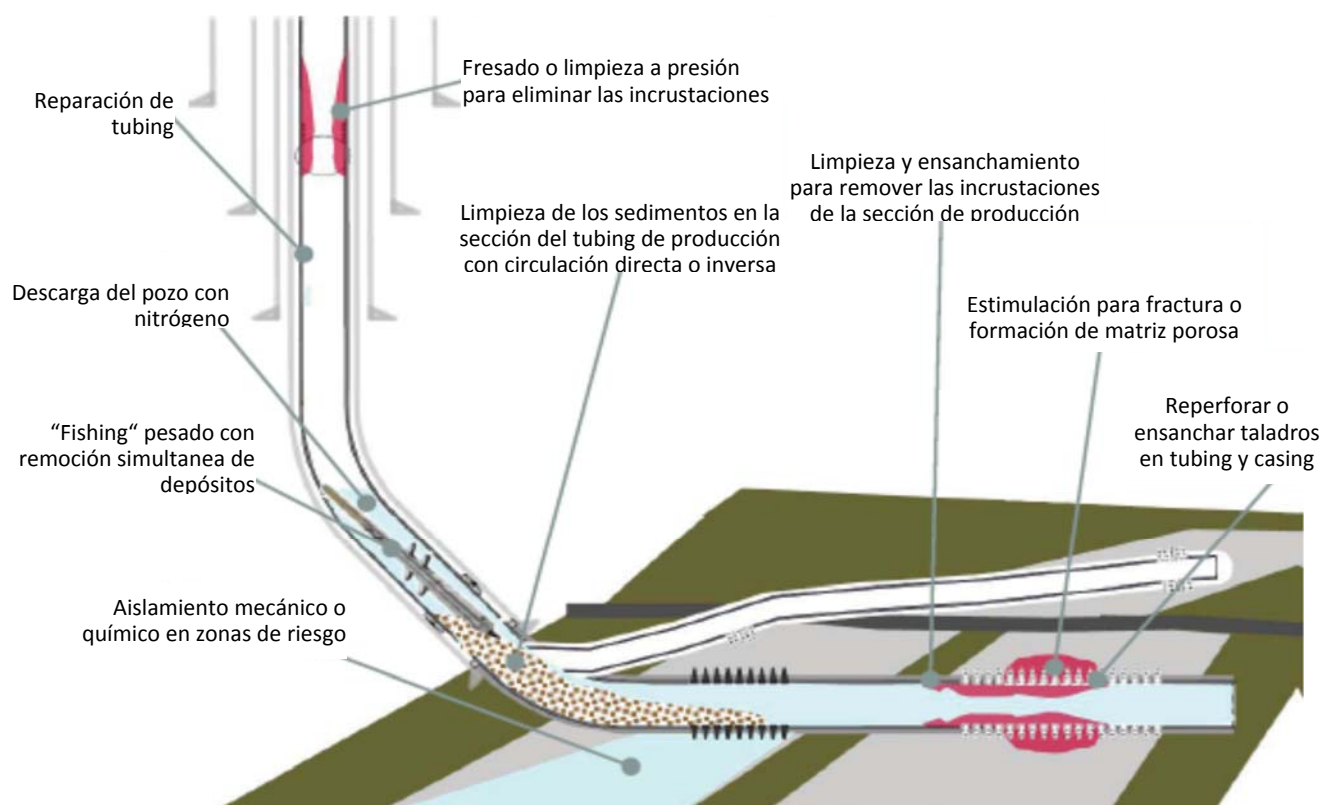


Fig. 25. Típicas operaciones de intervención en el interior de un pozo offshore. HELIX. Energy Solution Group

La intervención con líneas de cable, “Wireline” usados con el sistema SIL está limitado a 7 3/8” de diámetro y 10 ksi de presión de trabajo, con una profundidad máxima de 600 m. Las herramientas e instrumentos se instalan sobre un torpedo de entre 18.5 y 22 m de longitud.





Podemos distinguir por tanto tres tipos de intervención, atendiendo al medio con el que se conducen las herramientas en el interior del pozo, que son “Wireline”, tubería flexible o “CT” y risers de intervención marinos.

Los servicios que se pueden prestar con los dos principales medios de guía se describen a continuación:

- Wireline:
 - o Línea eléctrica en la reserva o zona anular
 - o Perforación del tubing o casing del pozo
 - o Reparación de DHSV
 - o SSSV/instalación de camisas
 - o Pesca de objetos o sedimentos, “Fishing”
 - o Corte submarino
 - o Válvulas para inyección de gas
 - o Reparación de filtros de arena
 - o Sellado de fallos mecánicos en tubing, taponado, parches (integridad del pozo)
 - o Inspección submarina con cámara y del interior del pozo
 - o Perforación
 - o Instalación de d tapones en tubing
 - o Monitorización de presión, temperatura y caudal.
 - o Investigación sísmica en el fondo de pozo
 - o Well logging.
- CT:
 - o Instalación de sellos de cemento a cota de reserva, intermedios y someros
 - o Pesca, “Fishing”, pesada
 - o Válvulas de inyección de gas
 - o Reparación de filtros de arena
 - o Sellado de fallos mecánicos en tubing, taponado, parches (integridad del pozo)
 - o Aislamiento de una zona del pozo y re-perforación
 - o Limpieza de incrustaciones e hidratación
 - o Estimulación de pozo.

Los diferentes medios empleados y el alcance en los trabajos de intervención han requerido el uso de diferentes plataformas flotantes con capacidades adaptadas a cada situación. Estas plataformas se han clasificado por tipos, y se les denomina por categorías atendiendo a la guía utilizada en la intervención, diámetros máximos de tubing de producción que se pueden intervenir y método de intervención. Esta clasificación con una representación de las plataformas se reproduce a continuación (HELIX)

INTERVENCIÓN	CASING	CATEGORÍA	PLATAFORMA
<ul style="list-style-type: none"> • SIL • WIRELINE 	< 7”	CAT A	

<ul style="list-style-type: none"> · SIL/IRS · WIRELINE · RISER < 7" · CT SYSTEM 	< 7"	CAT A+	
<ul style="list-style-type: none"> · IRS · WIRELINE · RISER < 7" · CT SYSTEM 	➤ 7"	CAT A++	
<ul style="list-style-type: none"> · IRS · WIRELINE · RISER < 7" · CT SYSTEM · PULL TUBING 	➤ 7"	CAT B	
<ul style="list-style-type: none"> · 18 3/4" BOP · DRILLING 	21" IRS	CAT C, DRILLSHIP O SSDR	

IRS = Intervention Riser System

La necesidad de intervención en un pozo ocurre después de 5 años de producción, habitualmente. Esta necesidad se evidencia en la reducción de presión del pozo, el incremento de agua o arena en la producción y la profusión de incrustaciones en los tubulares de producción. Los pozos de petróleo requieren mayor intervención y antes, que los pozos de gas o de inyección.

2.5. ABANDONO.

A medida que se descubren nuevas zonas productivas y se agotan los campos en explotación, los operadores deben hacer frente al abandono de algunos pozos submarinos, lo que representa un desafío de la misma envergadura que cualquier otra operación submarina. Es importante mantener el control del pozo en todo momento y respetar las pautas de la operación de abandono, que varían de acuerdo con los organismos

gubernamentales y reguladores, pero por lo general, incluyen puntos relativos a la recuperación de todos los equipos en el pozo hasta una cierta profundidad debajo del nivel del mar, y aislar del lecho marino las zonas productivas y sobre presurizadas o las zonas potencialmente productivas. No obstante, llegada esta etapa de la vida del pozo, los operadores tratan de minimizar los gastos al máximo.

Uno de los primeros grandes proyectos de abandono de pozos submarinos llevados a cabo en el Mar del Norte fue el del campo Argyll, situado en el sector perteneciente al Reino Unido. En 1975 el campo ubicado en una zona donde la profundidad del lecho marino alcanza los 79 m, había sido el primero en comenzar su producción en el Mar del Norte. Hacia 1992, se habían perforado 35 pozos, 18 se habían completado y 7 cegado. La producción no se podía extender por mucho más tiempo. En aquel momento, la operación de abandono convencional consistía en recuperar el árbol submarino y el cabezal del pozo, y colocar tapones de cemento en el casing desde una plataforma de perforación. Este proceso podía llevar entre 8 a 10 días por pozo.

Una alternativa innovadora proponía bombear cemento en el casing a través de la tubería de producción hasta la superficie marina. Para ello se necesitarían unos cuatro días por cada pozo, utilizando las mismas plataformas de perforación que en el procedimiento convencional, o bien, si se buscaba un sistema más económico, se podía realizar desde una embarcación con sistema DPS con apoyo a buceadores, es decir una embarcación no equipada específicamente para trabajos de perforación. Los dos factores preponderantes que jugaron en favor de este nuevo enfoque fueron la reducción de los costos de implementación de la tarea y el hecho de que representaba un riesgo menor, ya que se trataba de un programa más corto con un mínimo de recuperación de equipos.

El plan de abandono maximizaba la eficiencia al ejecutar la operación en dos partes: en primer lugar, se taponarían todos los pozos y luego se recuperarían todos los árboles de producción submarina y los cabezales de pozo. De esta forma se optimizaban los costos de alquiler de los equipos y se permitía a los operarios mejorar el rendimiento del proceso por repetición y aprendizaje en un solo tipo de operación.

Para la etapa de taponamiento se utilizó el SIL, que ayudo a mantener el control del pozo y permitió reducir su presión, lo que se conoce en inglés como “Kill the Well”, mediante el bombeo de los fluidos adecuados a las zonas abiertas. Asimismo fue posible introducir las tuberías de perforación, hacer circular el cemento, realizar pruebas de presión en los tapones y hacer circular colorante de prueba. En la segunda etapa, se recuperaron el árbol de producción submarina y el colgador de la tubería de producción, se cortaron las columnas de revestimiento con explosivos 4 m bajo el lecho marino y se recuperaron el cabezal del pozo y los remanentes del revestidor. La operación optimizada duró 47 días de trabajo en lugar de los 81 previstos.

Cuando se trata de pozos submarinos en aguas profundas, el abandono resulta más complejo. A finales de 1999, la compañía EEX Corporation comenzó el abandono del campo Cooper, perteneciente al área Garden Banks del GoM representó el primer proyecto de esta naturaleza realizado a una profundidad del lecho marino superior a los 640 m y desde una embarcación con sistema de posicionamiento dinámico. La operación incluía el desmontaje de un riser de producción, el sistema de fondeo de 12 puntos, una unidad de producción flotante y todo el equipo submarino.

El primer paso consistió en cegar los siete pozos submarinos. Una vez cumplida esta operación, se limpió y lavó el riser, las líneas de flujo de interconexión submarina, los árboles de producción y las líneas de exportación. Las líneas de fondeo, cadenas y anclas se trasladaron fuera de la localización y los siete pozos fueron taponados y abandonados utilizando una combinación de dispositivos operados a cable y una unidad de tubería flexible diseñada especialmente para esta operación. Se utilizó en estas operaciones un sistema de desconexión de emergencias. Una vez los pozos taponados se recuperaron los árboles submarinos y las plantillas remotas. A continuación las líneas de flujo y las tuberías de exportación fueron llenadas con agua salada tratada. Estas tuberías, junto con la plantilla principal, fueron dejadas en el lugar sobre el lecho marino de manera tal que, en caso de ser necesario pudieran ser utilizadas en el futuro como soporte de algún nuevo desarrollo en la región.

La proliferación de abandonos en el presente y futuro se está convirtiendo en la proliferación de un mercado multimillonario para las empresas de servicios offshore. En el sector británico del Mar del Norte se estima que

más de 500 estructuras con cerca de 3000 pozos están catalogadas para abandono permanente en los próximos años. Según algunas estimaciones, alrededor de 12000 pozos abiertos en el GOM se han calificado como P&A (Plug and Abandon), para ser cegados y abandonados permanentemente. En el sector noruego del Mar del Norte, más de 350 plataformas y más de 3700 pozos serán eventualmente abandonados. Adicionalmente hay más de 200 estructuras catalogadas para de-comisionado en sectores offshore de Holanda, Dinamarca, Irlanda, España y Alemania. El coste de abandono en el sector británico del MdN desde una plataforma fija es de 1 a 2 MUSD. Si se realiza desde una semi-sumergible el coste se eleva a 5 a 6 MUSD. El coste en el sector noruego es relativamente más alto, por las restricciones legislativas locales.

Dependiendo de la profundidad, las actividades de abandono se podrán realizar desde una plataforma fija como Jack-up, semi-sumergibles o un buque de soporte con posicionamiento dinámico.

La mayoría de los pozos se completan con tres o más camisa metálicas, casings, disminuyendo en diámetros progresivamente (como se mencionó anteriormente), sellados unos a otros mediante cemento filtrado en la zona anular común a su intersección. Durante el abandono, se requiere posicionar las herramientas una vez por cada camisa, lo que requiere maniobra de ascender y descender la tubería de perforación cada vez. El primer viaje se realiza para retirar los accesorios de soporte y sello del cabezal. El cabezal se corta en un segundo viaje, y un tercer para recoger el cabezal y los sellos restantes. A continuación se corta el conductor y retirado.

El tiempo empleado por la plataforma de perforación es considerable por cada una de estas operaciones en aguas profundas y ultra-profundas. Cada viaje requiere 8 a 10 h en profundidades de 600 m. con el fin de reducir tiempo de ejecución y costes, se han desarrollado herramientas específicas, como el sistema de cegado y abandono "Shortcut", Fig 26. La herramienta está especialmente diseñada para enganchar y retirar el conjunto de sello y cortar un tramo de casing, separarlo para retirada y a continuación cortar el cabezal, en una sola operación.

Existen gran cantidad de herramientas diseñadas específicamente para diferentes operaciones en pozos offshore. La tecnología pertenece a las empresas de servicios, que adoptan diferentes soluciones a cada una de las necesidades. Cabe destacar que todas estas herramientas han de ser comandadas desde superficie y guiadas por cables o tubería de perforación. Suelen tener sensores de posición, motores movidos por lodos de perforación o hidráulicos para el accionamiento de los diferentes accesorios.



Fig. 26. Herramienta "Shortcut" para corte y abandono

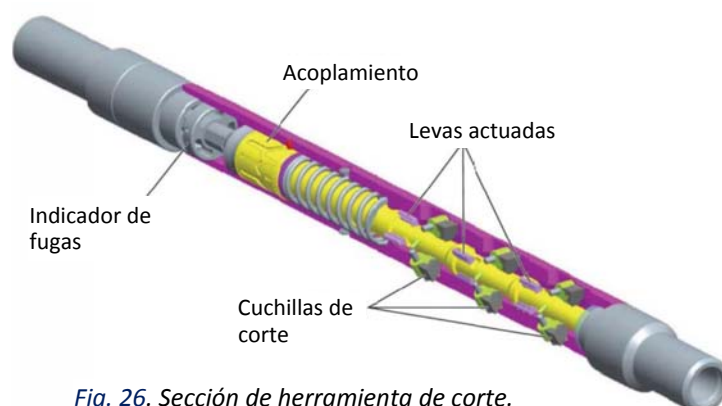


Fig. 26. Sección de herramienta de corte.

3. BUQUES Y PLATAFORMAS EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

La industria Oil & Gas (O&G) ha demandado de la industria el diseño y construcción de buques con una elevada especialización para cada una de las funciones específicas que envuelven el desarrollo productivo de los campos offshore de hidrocarburos. Ante la variedad de actividades y la diversidad de equipos requeridos, no es posible la implementación de un buque polivalente que cubra todo el espectro de actividades. La proyección del desarrollo offshore en el aumento de las capacidades de producción en aguas someras, en un principio, y posteriormente la exploración y explotación en aguas cada vez más profundas, han marcado la evolución a unidades cada vez mayores, con mayores dimensiones y desplazamientos. El desarrollo de campos en zonas cada vez más remotas, de mayor profundidad, o de condiciones climáticas extremas, como el Ártico, requieren de procedimientos de explotación económica de los recursos que involucren la implementación de nuevas tecnologías y equipos más grandes y pesados para hacer frente a las altas profundidades, presiones y temperaturas extremas. Las plataformas marinas para la instalación y operación de estos nuevos equipos requieren sistemas de manipulación, operación y control que igualmente han crecido en peso, volumen y complejidad tecnológica. La evolución de la industria offshore ha llevado a la máxima especialización de los equipos humanos y técnicos. La necesidad de “cero fallos” en un entorno hostil, que evite efectos irremediables en el medio ambiente, los elevados costes que suponen los fallos de ejecución, junto con los exigentes requerimientos de las autoridades gubernamentales y reguladoras, han empujado a los operadores a exigir a sus contratistas y compañías de servicios la implantación de nuevas tecnologías y herramientas, además de un potencial humano que presente soluciones factibles y fiables en cada situación.

La evolución de las plataformas marinas en la industria offshore está íntimamente ligada a la evolución de las técnicas de explotación a las que dan soporte. Una plataforma marina, indistintamente de su tipología (estructura fija como Jacket o GBS o móvil como un simple pontón, Jack-up, monocasco o semi-sumergible) en la industria offshore del O&G tiene como objetivos principales el de proveer soporte y cabida seguros a los equipos humanos y técnicos durante la operación para la que ha sido diseñada, en condiciones de mar y viento especificadas. En función de las condiciones específicas de operación de cada uno de los equipos instalados y la zona donde opere, la plataforma marina deberá ser fija o móvil, autopropulsada o remolcada, con posicionamiento dinámico o fondeada, con limitación en la respuesta dinámica a las acciones del mar y viento, con limitación en las aceleraciones de plataforma, con servicios auxiliares determinados, etc, y siempre estable.

Una primera aproximación a la solución de los problemas es la de distinguir entre aquellas actividades que se requieren en el desarrollo del campo offshore, las que son específicas y aquellas que se pueden considerar auxiliares. Las actividades específicas necesitarán de unas plataformas con un grado de especialización y sofisticación elevado con unos servicios y equipos instalados al unísono, por tanto será difícil dotarlas de un grado elevado de polivalencia operativa. Por ejemplo una plataforma para perforación no podrá usarse para producción, una plataforma CAT B para intervención, no podrá usarse para perforación en aguas profundas. Las actividades auxiliares se pueden desarrollar por plataformas especializadas o polivalentes. Entendiendo siempre la clasificación de actividades como aquellas relacionadas con la explotación de reservas offshore, diríamos que un buque que remolca a una plataforma de perforación hasta la localización del pozo desarrolla una actividad auxiliar. Una vez fondeada, el mismo buque podría hacer funciones de suministro a la plataforma, siempre que tuviera una cubierta lo suficientemente espaciosa y clara para carga y un sistema de posicionamiento dinámico que evitara abordajes a la plataforma suministrada durante las operaciones. Una draga que prepare el fondo para el posicionamiento de una GBS sería un buque auxiliar, mientras que si nos referimos a la industria marítima, este sería un buque que desarrolla actividades específicas en esta industria como es el dragado y la protección de costas.

La clasificación anterior no implica la falta de especialización en el diseño y desarrollo de cada una de las distintas plataformas, desarrollen o no actividades específicas.

La polivalencia en el desarrollo de actividades específicas se ha convertido en un fin para muchas compañías de servicios offshore al ampliarse la cota de profundidad. El coste de las operaciones offshore es sumamente

elevado, y este se incrementa al incrementarse el número de plataformas involucradas en la culminación de un proyecto. Estos se ven agravados en aquellos desarrollos que tienen lugar en aguas profundas y ultra-profundas. Las nuevas generaciones de semi-sumergibles, 6ª generación, y de drill-ships, 7ª generación, pueden realizar todas las actividades requeridas en un pozo, desde perforación hasta la terminación, listo para producir, incluso workover o intervención. Es una forma de compensar el elevado coste de la estructura del casco y sistemas auxiliares, además de ampliar el ratio de ocupación.

En el Anexo I se ha incluido un resumen de las fases de desarrollo de un campo offshore en la industria O&G. junto a la descripción de cada fase, se ha incluido la duración media prevista, “Schedule”, de cada fase en el horizonte temporal del campo. Se han clasificado como plataformas offshore, aquellas que realizan actividades específicas en la fase de desarrollo y como buques de apoyo offshore o OSVs (del inglés “Offshore Service Vessels”), aquellos que realizan actividades de auxilio a las plataformas offshore o a la evolución del campo en general. A su vez, se ha discriminado la profundidad marina en aguas someras, profundas y ultra-profundas. En cada fase, tipo de plataforma y profundidad, se ha asignado cada una de las plataformas que asisten durante el desarrollo de cada fase, operando conjuntamente o en solitario. Los buques están identificados por sus prefijos. En el caso de las plataformas offshore, además se han agrupado por grupos. El prefijo de grupo es una clasificación internacional, práctica no reglada, que indica la función a la que se destina. Se identifican los siguientes grupos:

- SURVEY, unidades de investigación y exploración científica
- FODPs, “Fixed Offshore Drilling Platforms”, plataformas fijas de perforación offshore
- MODUs, “Mobile Offshore Drilling Units”, unidades de perforación offshore móviles
- SUBSEA, trabajos submarinos y en el fondo marino
- SPUs, “Shallow water Production Units”, unidades de producción en aguas someras
- FPU, “Floating Production Units”, unidades de producción flotantes
- WELL INTERVENTION, unidades para la intervención de pozo
- WORKOVER, unidades para intervenciones mayores y reconstrucción de pozos.

En el Anexo II y Anexo III se recogen una representación de los diseños más característicos de cada uno de los tipos de buques empleados en las diferentes fases. Se han incluido las unidades más destacadas por sus capacidades y actualidad del diseño que indican la tendencia en la evolución de la tecnología offshore.

En el Anexo IV se han agrupado y definido por cada grupo, los buques por su prefijo, acrónimo, identificativo. Como se ha referido anteriormente, el uso de los prefijos no es universal ni está regulado internacionalmente, aunque están sancionados por el uso. Un prefijo de buque es típicamente una abreviación que se incluye delante del nombre del buque. En la mayoría de los casos, pero no en todos son acrónimos y otros tienen significados diferentes dependiendo del país de origen, aunque la mayoría están derivados del tipo de propulsión y el propósito de su función. En el caso de buques offshore, este último es de aplicación extendida.

REFERENCIAS.

1. Fundamentals Of Petroleum Engineering drilling operations. UTM. 2011
2. Buques Sismicos. J. A. Lagares. Instituto de la Ingeniería de España
3. AN OVERVIEW OF OFFSHORE OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION ACTIVITIES. Harley Anderson Lmted. 2001
4. Offshore Book. An introduction to the offshore industry. Offshore Center Danmark. 2010
5. Introduction to Well Engineering. 14. Subsea Drilling, An Overview. 2013
6. Offshore drilling. Paolo Macini. Universidad de Bolonia. 2005
7. UKESSAYS.com. <http://www.ukessays.com/essays/engineering/the-temporary-guide-base-engineering-essay.php>
8. Completion Workover Riser System. FMC Technologies. 2012
9. Oil and gas production handbook. Havard Devold. ABB. 2013
10. Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas. Omar Romero Mata. 2010
11. SOLUCIONES SUBMARINAS. Varios autores. 1998
12. Selecting the Right Field Development Plan for Global Deepwater Developments. Richard D'Souza, Shiladitya Basu, Ray Fales. KBR. 2012

ANEXO I







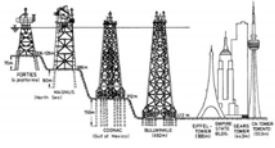

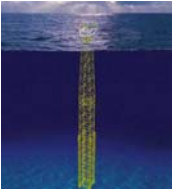

TIPOS DE BUQUES EN LAS FASES DE EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS





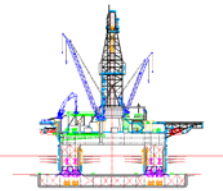





FASE	DESCRIPCIÓN	SCHED.	PLATAFORMAS OFFSHORE			BUQUES DE APOYO OFFSHORE, OSVs		
			AGUAS SOMERAS	AGUAS PROFUNDAS	AGUAS ULTRA-PROFUNDAS	AGUAS SOMERAS	AGUAS PROFUNDAS	AGUAS ULTRA-PROFUNDAS
1	INVESTIGACIÓN	1 a 2 años	SEVs ⁶⁰			CHASE VESSELS ^{5,21}		
				SEVs ⁶⁰			CHASE VESSELS ^{5,21}	SSVs ^{5,22}
2	EXPLORACIÓN	1 a 3 años	FODPs ²			CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,71} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t HLBs ^{5,41} HLVs ^{5,42} FLAT TOP BARGES ^{5,43} OSTs ^{5,73} TADs ^{5,23} FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44} DCVs ^{5,45}		
			JACKETS ¹⁰ CTs ¹¹					
			MODUs ²			AHTs ^{5,71} 60-80 tBP AHTs ^{5,72} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44}		
			SDRs ²¹ DRILLING BARGES ²² JACK-Ups ²³ SSDRs ²⁴ 1ª a 3ª Gen					
3	DESARROLLO	2 a 4 años		MODUs ²			AHTs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92}	
				SSDRs ²⁴ 4ª a 6ª Gen DRILL SHIPS ²⁵				
					MODUs ²			PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92}
				SSDRs ²⁴ 5ª a 6ª Gen DRILL SHIPS ²⁵				
3	DESARROLLO	2 a 4 años	FODPs ²			CSVs ^{5,31} PSVs ^{5,91} <3000t TADs ^{5,23} FSIVs ^{5,92}		
			JACKETS ¹⁰ CTs ¹¹					
			MODUs ²			AHTs ^{5,71} 60-80 tBP AHTs ^{5,72} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t FSIVs ^{5,92}		
			SDRs ²¹ DRILLING BARGES ²² JACK-Ups ²³ SSDRs ²⁴ 1ª a 3ª Gen					
			SUBSEA ³ INSTALACIÓN			CSVs ^{5,31} PSVs ^{5,91} <3000t DSVs ^{5,51} FLVs ^{5,11} ACBs ^{5,12} TSHDs ^{5,33} DTVs ^{5,33} RDVs FALL PIPE ^{5,34} RDVs SIDEDUMP ^{5,35} MPSVs ^{5,61} DCVs ^{5,45}		
			DBs ³¹ LBs ³²					
			SPUs ⁴ INSTALACIÓN			CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,71} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t HLBs ^{5,41} HLVs ^{5,42} FLAT TOP BARGES ^{5,43} OSTs ^{5,73} FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44} DSVs ^{5,51} FLVs ^{5,11} ACBs ^{5,12} TSHDs ^{5,33} RDVs FALL PIPE ^{5,34} RDVs SIDEDUMP ^{5,35} MPSVs ^{5,61} DCVs ^{5,45}		
			JACK-Ups ⁴¹ JACKETS ¹⁰ CTs ¹¹ GBSs ⁴² TLPs ⁴³ SALMs ⁴⁴ CALMs ⁴⁵					
				MODUs ²			AHTs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92}	
				SSDRs ²⁴ 4ª a 6ª Gen DRILL SHIPS ²⁵				
3	DESARROLLO	2 a 4 años		SUBSEA ³ INSTALACIÓN		CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92} FLVs ^{5,11} MPSVs ^{5,61} DSVs ^{5,51}		
				OCVs ³⁸ PLVs ³⁴ ROVs ³⁵ SSDRs ²⁴ 4ª a 6ª Gen				
				SPUs ⁴ INSTALACIÓN		RDVs FALL PIPE ^{5,34} DSVs ^{5,51}		
3	DESARROLLO	2 a 4 años		TLPs ³¹ SSPUs ⁵² SPARs ⁵³ FSOs o FSUs ⁵⁴ FPSOs ⁵⁵ FLNGs ⁵⁶ FDPSOs ⁵⁷ CALMs ⁴⁵		CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,72} 20-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t HLVs ^{5,42} FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44} FLVs ^{5,11} MPSVs ^{5,61} DCVs ^{5,45}		
				SUBSEA ³		OCVs ³⁸ PLVs ³⁴ ROVs ³⁵ SSDRs ²⁴ 5ª a 6ª Gen		PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92} AHTs ^{5,72} 150-200 tBP FLVs ^{5,11} MPSVs ^{5,61} DCVs ^{5,45}

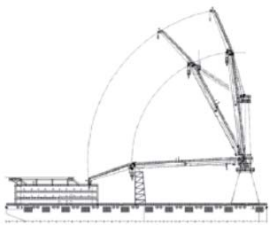

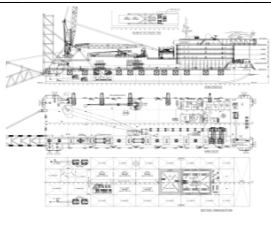



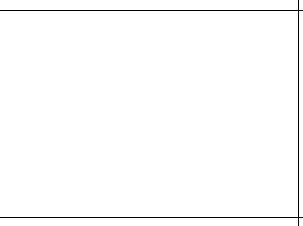









			PLATAFORMAS OFFSHORE			BUQUES DE APOYO OFFSHORE, OSVs			
FASE	DESCRIPCIÓN	SCHED.	AGUAS SOMERAS	AGUAS PROFUNDAS	AGUAS ULTRA-PROFUNDAS	AGUAS SOMERAS	AGUAS PROFUNDAS	AGUAS ULTRA-PROFUNDAS	
4	PRODUCCIÓN Y MANTENIMIENTO	5 a 50 años	SPUs ⁴ JACK-UPs ⁴¹ JACKETS ¹⁰ CTs ¹¹ GBSs ⁴² TLPs ⁴³ SALMs ⁴⁴ CALMs ⁴⁵			AHTSs ^{5,72} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t MOTTs ^{5,74} TADs ^{5,23} FSIVs ^{5,92} OSRVs ^{5,83} ERRVs ^{5,81} SSBVs ^{5,82} OSRVs ^{5,83} IMRs ^{5,52} WSVs ^{5,53}			
			INTERVENTION ⁶ DRILLING BARGES ²² JACK-Ups ²³ SSDRs ²⁴ LWIs ⁶¹ WIVs ⁶²			AHTSs ^{5,72} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t OSTs ^{5,73} IMRs ^{5,52} WSVs ^{5,53}			
			WORK OVER ⁷ DRILLING BARGES ²² JACK-Ups ²³ SSDRs ²⁴						
				FPUs ⁸ TLPs ⁵¹ SSPUs ⁵² SPARs ⁵³ FSOs o FSUs ⁵⁴ FPSOs ⁵⁵ FLNGs ⁵⁶ FDPSOs ⁵⁷ CALMs ⁴⁵			AHTSs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t MOTTs ^{5,74} TADs ^{5,23} FSIVs ^{5,92} FLVs ^{5,11} ERRVs ^{5,81} SSBVs ^{5,82} OSRVs ^{5,82} IMRs ^{5,52} WSVs ^{5,53}		
				INTERVENTION ⁶ SSDRs ²⁴ 4 th a 6 th Gen DRILL SHIPs ²⁵ WIVs ⁶²			AHTSs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92} IMRs ^{5,52}		
		WORK OVER ⁷ SSDRs ²⁴ 4 th a 6 th Gen DRILL SHIPs ⁷²			AHTSs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t FSIVs ^{5,92}				
5	DECOMISIONADO	1 a 3 años	SPUs ⁴ DESMANTELADO JACK-UPs ⁴¹ JACKETS ¹⁰ CTs ¹¹ GBSs ⁴² TLPs ⁴³ SALMs ⁴⁴ CALMs ⁴⁵			CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,71} 60-80 tBP PSVs ^{5,91} <3000t HLBs ^{5,41} HLVs ^{5,42} FLAT TOP BARGES ^{5,43} OSTs ^{5,73} FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44} DSVs ^{5,51} FLVs ^{5,11} ACBs ^{5,12} MPSV ^{5,61} ERRVs ^{5,81} SSBVs ^{5,82} OSRVs ^{5,83} DCVs ^{5,45} ODVs ^{5,46}			
			SUBSEA ³ DESMANTELADO DBs ³¹ LBs ³²				DSVs ^{5,51}		
				FPUs ⁸ DESMANTELADO TLPs ⁵¹ SSPUs ⁵² SPARs ⁵³ FSOs o FSUs ⁵⁴ FPSOs ⁵⁵ FLNGs ⁵⁶ FDPSOs ⁵⁷ CALMs ⁴⁵			CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t HLVs ^{5,42} FSIVs ^{5,92} SSHTVs ^{5,44} FLVs ^{5,11} MPSVs ^{5,61} ERRVs ^{5,81} SSBVs ^{5,82} OSRVs ^{5,82} DCVs ^{5,45}		
				SUBSEA ³ DESMANTELADO OCVs ³³ PLVs ³⁴ ROVs ³⁵ SSDRs ²⁴ 4 th a 6 th Gen			CSVs ^{5,31} AHTs ^{5,72} 150-200 tBP PSVs ^{5,91} >3000t HLVs ^{5,42} FSIVs ^{5,92} FLVs ^{5,11} MPSVs ^{5,61} DCVs ^{5,45}		


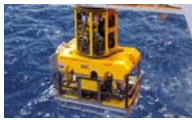






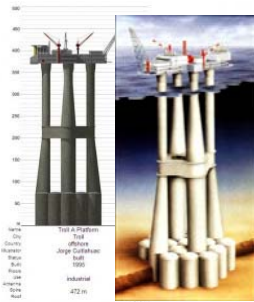



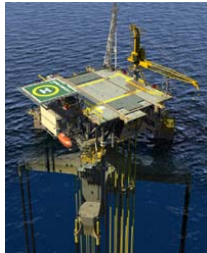

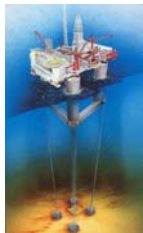

ANEXO II



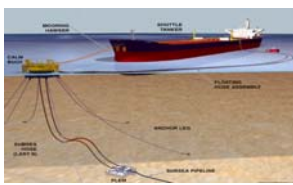



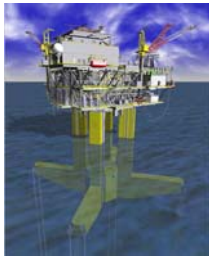





BUQUES Y PLATAFORMAS PARA LA EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

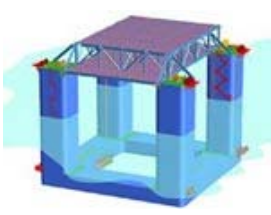


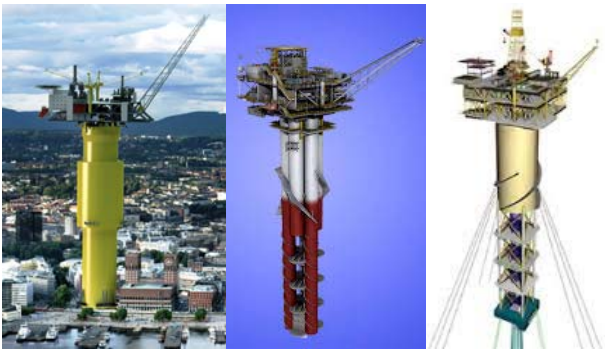








REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
0	INVESTIGACIÓN		Durante esta fase se llevan a cabo todas aquellas labores científicas para la localización de potenciales yacimientos de hidrocarburos			
00	SEVs	Buques de Investigación Sísmica, (Seismic Exploration Vessels).	Exploración geológica y geofísica mediante batimetría, termometría, muestreo del lecho marino, gravimetría, magnetometría y sismografía. Para la investigación sísmográfica, se remolcan streamers que arrastran hidrófonos para recoger las ondas de rebote producidas por cañones de agua o aire contra el fondo marino.	NVC 830 CD CONVENCIONAL		
				X-BOW® SX-124 ULSTEIN		
				RAMFORM		
1	FODPs	Unidades de perforación offshore fijas (Fixed Offshore Drilling Platforms)	Plataformas construidas en hormigón, acero, o su combinación, directamente soportadas en el fondo de aguas someras, para operaciones de perforación, que se diseñan para tiempo de uso largo, y poder usarse durante la fase de producción.			
10	JACKETS	Sobrecubiertas	Estructuras verticales en secciones para su montaje a base de celosías tubulares, con fundaciones en el fondo marino. Estructuras con plataforma sobre la que se instala el equipo de perforación y posterior explotación y mantenimiento del pozo. Para aguas de hasta 412 m (Shell's Bullwinkle, 1991, GOM)	BULLWINKLE		
11	CTs	Torre flexible (Compliance Tower)	Estructura de perforación compuesta de unas torres de sección cuadrada a base de celosías tubulares de gran esbeltez, fundada en el fondo marino por pilas hormigonadas o hincadas, que soportan deflexiones laterales, que se usan en aguas de hasta 623 m (Chevron Petronius Tower, 1998, GOM)	PETRONIUS		















REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
2	MODUS	Unidades de perforación offshore móviles (Mobile Offshore Drilling Units)	Unidades para perforación de pozos en el fondo marino, con un flotador de tipología variable, que sirve y da soporte a una estructura de cubierta sobre la que se disponen los equipos de perforación, elevación, auxiliares y de habitación necesarios para el desarrollo de la perforación.			
21	SDRs	Unidades de perforación sumergibles (Submersible Drilling Rigs)	Unidades con cubierta soportadas sobre columnas apoyadas en un flotador, que se puede sumergir en la localización de operación para apoyarse sobre el fondo marino, con el fin de fijar la unidad y evitar los movimientos inducidos por el mar sobre los equipos de perforación. Completada la perforación del pozo, reflota y se remolca a la nueva localización. NO TIENEN USO EN LA ACTUALIDAD, última construida en 1983.	NOBLE JOE ALFORD		
22	DRILLING BARGES	Pontones de perforación	Pontones sobre los que se monta un derrick de perforación y los servicios auxiliares y de habitación, para operación en aguas poco profundas. Se mantienen en posición mediante fondeo y se remolca al lugar de operación. También se usan en lagos y aguas interiores.	RIG 22		
23	JACK-Ups	Plataformas de perforación autoelevadas	Plataformas de perforación con un flotador atravesado por unas columnas de celosía (LEGS), que les sirven para apoyandolas sobre el fondo marino, suspender el flotador con todo el equipo de perforación, auxiliares y habitación, sobre el nivel del mar para evitar los movimientos inducidos por las olas y mareas.	Uita Enhanced Super A Keepel FELS		
24	SSDRs	Plataforma de perforación semi-sumergible (Semi-Submersible Drilling Rigs)	Plataformas de perforación con pontones flotantes inundables, que soportan en simetría columnas estabilizadoras que soportan una estructura de cubierta sobre la que se sitúa el equipo de perforación, sus auxiliares, consumibles y habitación. Pueden ser remolcados o auto-propulsados. Su posicionamiento puede ser por DPS o por fondeos.	Series 9500 F&G o Earl & Wright SEDCO 711 SSDRs 3ª Gen.		
				L-1033 F&G Transocean Driller SSDRs 4ª Gen.		
				DSS 20-CAS-M Gusto MSC MAERSK EXPLORER SSDRs 5ª Gen.		
				ExD Millennium F&G ATWOOD OSPREY SSDRs 6ª Gen.		
25	DRILL SHIPS	Buques de perforación	Buques monocasco para perforación en aguas profundas y ultra-profundas. Disponen de posicionamiento dinámico.	HuisDrill 10000 HUISMAN Globetrotter I 6ª GEN DRILL SHIP		
				HD-12000 HHI 7ª GEN DRILL SHIP		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
3	SUBSEA	Trabajos submarinos	Con este término se incluyen todas aquellas actividades desarrolladas entre el lecho marino y la superficie, para el desarrollo de infraestructuras para la explotación de los recursos marinos. Así se incluyen entre otras la instalación de tubería de transporte, exportación o producción, umbilicales, manifolds y sistemas de control de pozo, fundaciones para estructuras fijas, etc. También se incluyen aquellos trabajos de mantenimiento, conexiones entre infraestructuras existentes y nuevas, "Hook-up", etc.			
31	DBs	Pontónes Grúa (Derrick Barges)	Embarcación de gran tamaño y gran superficie de cubierta, equipados con grúa, que se usa para soportar e instalar los derricks de plataformas fijas, fundaciones submarinas y topsides (estructuras sobre derricks que incluyen los equipos de proceso y producción, o perforación). Estas unidades son remolcadas habitualmente. Por su versatilidad, estas unidades se pueden convertir para trabajos muy variados.	PERFORMANCE WILD WELL CONTROL		
32	LBS	Pontónes Tiende Tubería (pipeLay Barges)	Embarcación de gran tamaño y gran superficie de cubierta, equipados con grúa, que se usa para el tendido de tubería sumergida para transporte de crudo o gas desde el pozo submarino a la plataforma de producción, o desde esta a tierra. Estas unidades son remolcadas habitualmente. Por su versatilidad, estas unidades se pueden convertir para trabajos muy variados.	LEIGHTON ECLIPSE 2008 LEIGHTON OFFSHORE		
33	OCVs	Buques de Construcción Offshore (Offshore Construction Vessels)	Buques monocasco especialmente concebidos para los trabajos de construcción offshore, entre los que se incluyen, soporte a buceo, tendido de tubería, instalación submarina y operaciones de desguace en caso de pérdidas por accidentes o causas naturales. Entre sus equipos incluyen ROVs y gruas compensadas para minimizar los efectos del movimiento del buque sobre las cargas suspendidas. Esta categoría incluye buques multipropósito, con capacidad para el tendido de tubería flexible o rígida, umbilicales, etc. La característica de este tipo de buques es que disponen de moon pool.	DEEP ORIENT METALSHIP 100 2013 TECHNIP		
				DCV AEGIR ULSTEIN SOC 5000 2013 HEEREMA MARINE CONTRACTORS		
				UT 788 CD LEWEK FALCON 2010 EMAS AMC		
34	PLVs	Buques de Tendido de Tubería Submarina (PipeLay Vessels)	Se refiere a los buques usados por la industria Oil & Gas para la instalación de todas las infraestructuras de conexión entre pozos, plataformas de producción, almacenamiento, y entre estas y las instalaciones de tierra. Incluyen tuberías de producción, inyección, transporte, umbilicales y cables eléctricos. Existen dos tipos de estos buques, J-Lay Vessels y S-Lay Vessels. En el J-Lay, la tubería o cable se lanza al fondo verticalmente, o con un ángulo limitado entre la cubierta de la embarcación y el fondo marino. La línea hace una sola curva, junto al fondo marino. En el sistema S-Lay, la tubería se lanza horizontalmente, con lo que se producen dos curvas, una al salir de la embarcación y otra al caer sobre el fondo. Este sistema se usa en aguas poco profundas, mientras que el J-Lay es de aplicación en aguas profundas y ultra-profundas.	J-LAY TYPE 550t PIPELAYING IHC SAPURA DIAMANTE 2014 SAPURA NAVEGACION MARITIMA.		
				S-LAY & J-LAY TYPE 5,000t DP3 HUISMAN SEVEN BOREALIS 2012 SUBSEA 7		
				S-LAY TYPE LEWEK CENTURION 2002 - 2008 EMAS AMC		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
3	SUBSEA	Trabajos submarinos				
35	ROVs	Vehículo Submarino Operado Remoto (Remotely Operated Vehicle)	Vehículo submarino no tripulado de alta maniobrabilidad operado a distancia por tripulación a bordo de buque especializado, de alta maniobrabilidad. Conectado al buque por medio de TMS (Tether Management System), cable de control y mando, y por umbilical para transmisión de potencia. Va equipado con equipos de propulsión autónoma, así como medios de manipulación, control y visualización para el desarrollo de operaciones submarinas sobre los equipos y sistemas instalados en toda la columna marina. Para operación en aguas de hasta 3,500 m. En la industria offshore se usan los denominados WROVs (Work class ROVs, de los que existen unas 600 unidades en todo el mundo) Se distinguen entre heavy duty, 150 HP, medium duty, 125 HP e inspection class.	TRITON XLX 150 WORKCLASS 4000 m		
				OCEANEERING MAGNUM PLUS HEAVY WORK CLASS 3100 m		
				SCHILLING HD INSPECTION & HEAVY WORK CLASS 3000 m		
4	SPUs	Plataformas de Producción Offshore en Aguas Someras (Shallow water Production Units)	Plataformas Offshore que instalan sobre una cubierta soportada por elementos anclados al fondo marino, todos los equipos necesarios para la explotación de pozos en el fondo marino, su tratamiento previo a la exportación, y la exportación a otros receptores a flote o en tierra. Integran además todos los equipos auxiliares de operación y habilitación para el personal. Estas unidades para aguas poco profundas, pueden ser fijas o móviles.			
41	JACK-Ups	Plataformas Autoelevadas, móviles	De la reconversión de unidades de perforación tipo Jack-up, o nuevos diseños específicos, estas unidades se aplican en campos marginales donde la recuperación del coste de implantación de una plataforma fija no esta garantizado debido a la capacidad del yacimiento. Hay diseños adaptados a cada necesidad específica del yacimiento, con el denominador común de la movilidad.	MOPUstar SIRI GustoMSC		
42	GBSs	Plataformas de Producción Offshore de Gravedad. (concrete Gravity Based Structure)	Estructuras construidas en hormigón armado, diseñadas para soportar el peso de la estructura de cubierta con todos sus equipos, "Topside" y las acciones exteriores del mar, hielo, icebergs y terremotos, además de almacenar crudo o gas en su interior. Se apoyan en el fondo marino, tras su construcción en la costa y posterior remolque. Hay diferentes diseños en función de la profundidad y de las necesidades de almacenamiento. La plataforma de esta clase instalada a mayor profundidad es la Heidrun en el Mar del norte a 350 m. TROLL A en Noruega, es la mayor estructura desplazada en el mar, con una altura total de 472 m y desplazamiento de 683,600 tons, 1,2 MM tons con lastre.	SHELL TROLL A NC/Olav Olsen 1995		
43	TLPs	Plataformas de Producción de Tendones Tensados (Tension Leg Platforms)	Plataformas con flotador sobre el que se instala la cubierta con los equipos de producción. Se fondean al fondo marino por medio de unos tendones tubulares verticales tensados, que le impiden el movimiento de arfada y con mínimos movimientos en el plano horizontal. Existe gran variedad de diseños adaptados para aguas someras y aguas profundas.	EXXON SAKHALIN-1 AK/GMAO 2012		
				SSIP TLP MODEC OVENG 2006		
				AKER SOLUTION HEIDRUN TLP 1995 Su casco está construido con hormigón armado e instalada en el Mar del Norte		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
4	SPUs	Plataformas de Producción Offshore en Aguas Someras (Shallow water Production Units)				
44	SALM BUOY	Boya de Amarre con un Solo punto de Fondeo (Single Anchor Leg Mooring)	Boya de amarre de petroleros para carga o descarga. Se instala en aguas someras. Sobre el fondo marino se instala una placa de anclaje, pilotada o lastrada. Sobre esta se sitúa una articulación, donde se fija la columna rígida que soporta la boya. La flotabilidad de la boya la mantiene vertical, y la articulación le permite movimientos. Las líneas de conexión están soterradas en el fondo marino y conectadas a la SALM a nivel del fondo. Con lo que no hay catenarias que interfieran con la maniobra de los buques a amarrar. Por esta misma propiedad, se usan en aguas donde existen placas de hielo o iceberg en flotación que puedan colisionar con las instalaciones submarinas.	SBM SALM MOLIKPAQ 1998 SAKHALIN ENERGY	 VIDEO	
45	CALM BUOY	Boya de Amarre con Fondeo por Catenarias (Catenary Anchor Leg Mooring)	Terminal de carga en boya flotante, para aguas someras y profundas de hasta 1000 m. Consiste en una boya fondeada mediante catenarias de cadena fijas al fondo por anclas o pilas hincadas. El petrolero se amarra a la boya donde un gran rodamiento permite el giro en el eje vertical, sin provocar tensiones. La boya se conecta con la plataforma por medio de tuberías submarinas.	SOPEC CALM MALAMPAYA CALM FILIPINAS 2012 SHELL		
5	FPUs	Plataformas de Producción Offshore Flotantes (Floating Production Units)	Plataformas offshore para producción de pozos petrolíferos, que por las elevadas profundidades donde operan necesitan de un flotador con una cubierta o topside donde acomodar los equipos de producción del pozo. Dependiendo del tipo, pueden tener capacidad de almacenamiento, proceso y exportación del crudo o gas.			
51	TLPs	Plataformas de Producción de Tendones Tensados (Tension Leg Platforms)	Plataformas con flotador sobre el que se instala la cubierta con los equipos de producción. Se fondean al fondo marino por medio de unos tendones tubulares verticales tensados, que le impiden el movimiento de arfada y con mínimos movimientos en el plano horizontal. Existe gran variedad de diseños adaptados para aguas someras y aguas profundas.	FLOATEC ETLP MAGNOLIA 2005 CONOCO PHILIPS		
				MODEC MOSES TLP SHENZI 2006 BHP BILLITON		
				ATLANTINA SEASTAR® NEPTUNE 2008 BHP BILLITON		
				FLOATEC TLWP PAPA-TERRA P-61 2014 PETROBRAS		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
5	FPU's	Plataformas de Producción Offshore Flotantes (Floating Production Units)				
52	SSPUs	Plataformas de Producción Offshore Semi-Submersibles (Semi-Submersible Production Units)	Plataformas de producción offshore que debido a las profundidades donde se instalan, se dotan de unos cascos semisumergibles de elevado calado para minimizar los movimientos de arfada. Se fijan en posición por medio de fondeos convencionales, cable-textil-cadena. la cubierta suele ser abierta, de elementos estructurales tubulares, en celosías, sobre la que se instalan las instalaciones de producción, servicios auxiliares, elevación y habilitación.	AKER SOLUTION DDS DTS BLIND FAITH 2007 CHEVRON		
				GUSTO MSC INDEPENDENCE HUB 2007 ANADARKO PETROLEUM		
53	SPARs	Plataforma tipo boya (Single Point mooring And Reservoir)	Plataforma cuyo frotador representa un cilindro esbelto en cuyo fondo se dispone un lastre fijo de alta densidad con el fin de situar el cdg por debajo del centro de carena. Se fondea por medio de catenarias fijas por debajo de la mitad de la altura del casco. La estructura de cubierta se instala en el mar por la imposibilidad de montarle en muelle, así como por la falta de estabilidad durante su transporte a la zona de operación. Existen tres tipos, Convencional, Trust Spar y Cell Spar, que hacen referencia a la construcción del casco.	CONVENTIONAL SPARs CELL SPARs TRUST SPARs		
54	FSOs o FSUs	Buque de Almacenamiento y Descarga (Floating Storage and Offloading vessel) O Unidad de Almacenamiento Flotante (Floating Storage Unit)	Buque para el almacenamiento de crudo o gas sin procesar. Se fondea en un campo petrolifero junto a plataformas de producción para recibir el crudo extraído por estas, para despues traspasarlo a tankers o bombearlo por tuberías submarinas. No procesan el producto. Es habitual en yacimientos de a grandes profundidades o donde las infraestructuras impidan a las plataformas de producción el bombeo a las instalaciones de costa.. La denominación FSU se suele indicar para unidades construidas extprofeso, sin recuperación de casco, como es el caso de los FSOs.	SAMSUNG FSU HEIDRUM 2015 STATOIL		
				FSO YETAGUN SBM OFFSHORE		
55	FPSOs	Buque de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production Storage and Offloading Vessel)	Buque usado en la industria O&G para el procesado de hidrocarburos producidos por plataformas cercanas o directamente de las cabezas de pozos submarinos, que se almacenan en el mismo buque para descargarlos a un tanker o por medio de tuberías submarinas hasta las instalaciones de procesado o almacenaje en tierra. Son de uso donde no existen infraestructuras submarinas de exportación de hidrocarburos. Su casco se reutiliza de tankers en operación o se construyen específicamente. Existe dos diseños típicos de la torreta de conexión de Risers, Umbilicales y fondeo: Interna y Externa. Esto es, depende si está en el exterior del casco, conectada con una grandiosa estructura, o en el interior del casco, en el interior de un moon pool.	SEVAN FPSO VOYAGEUR SPIRIT 2008 TEEKAY PETROJARL AS		
				SBM OFFSHORE KIZOMBA A 2004 EXXON MOBIL		
				FPSO INTERNAL TURRET & FPSO EXTERNAL TURRET		








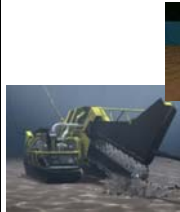







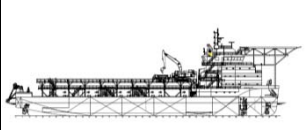


REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
5	FPU s	Plataformas de Producción Offshore Flotantes (Floating Production Units)				
56	FLNG s	Buques para la Licuefacción de Gas Natural (Floating Liquefied Natural Gas vessels)	Estos nuevos buques, del que no existen en operación, aunque existen diseños y uno de ellos en construcción, destinados al desarrollo de los recursos de gas natural offshore. Estas unidades producirán, convertirán en líquido, almacenarán y exportarán LNG, LPG y condensados directamente al mercado sin llegar a instalaciones de tierra para su tratamiento.	TECHNIP/SAMSUNG PRELUDE FLNG 2014 SHELL		
				SBM FLNG DISEÑO CON DOBLE CASCO.		
57	FDPSO s	Buque de Perforación Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Drilling Production Storage and Offloading Vessel)	Buques de gran porte que tienen los equipos requeridos para perforación, además de los que se atribuyen a la operación de un FPSO	KEPPEL FELS AZURITE 2009 Ex VLCC MT Europe PROSAFE		
6	WELL INTERVENTION	Intervención de pozo	Con esta denominación se conoce a todas aquellas operaciones en los pozos offshore de hidrocarburos, durante o al final de su vida productiva, que altera el estado del pozo o su geometría, provee diagnóstico del pozo o gestiona su producción. Estas operaciones se realizan normalmente con Drillships y SSDRs, pero debido al elevado coste de operación, se ha abierto un mercado a buques especializados en estas tareas. Se clasifican como Categoría A, Categoría A+, Categoría A++ y Categoría B, en función de las actividades que puedan desarrollar, y el porte del buque. Las actividades de intervención incluyen:	<ol style="list-style-type: none"> Bombeo. Se introduce mediante bombeo a presión, químicos para disolver incrustaciones o depósitos que reducen el flujo de producto. Mantenimiento de cabeza de pozo y Christmas Tree. Mantenimiento mecánico de válvulas, que incluyen pruebas hidráulicas de estos elementos de protección y distribución. Slickline, término que se puede traducir como tecnología de alambre, que consiste en la introducción de herramientas mediante un alambre, en el interior del pozo para la remoción de tapones. Habitualmente se incluye una herramienta y cámara, con lo que se incluye con el alambre, cables eléctricos y de televisión. Braided line, similar al anterior Slickline, pero el alambre es trenzado, mas resistente y flexible. Coiled tubing, consiste en la inserción de un tubing o tubo de pequeño tamaño, dentro del tubo de extracción desde la plataforma, para la inyección directa al fondo del pozo en labores de lavado químico, o como guía rígida de los dos anteriores. Snubbing o Workover hidráulico cuando se hace con presión en el pozo, consiste en introducir una boca de perforación en el interior del pozo perforado, para la limpieza o ensanchamiento del hueco. Es una técnica compleja. Workover. Reemplazo de todas la tubería y accesorios instalados en el pozo para acomodar la producción a las nuevas condiciones del pozo, o por deterioro el sistema. Subsea Well Intervention, actividades de renovación o mantenimiento de las instalaciones sobre el fondo marino. Por sus grandes dimensiones se emplean MODUs. 		
61	LWIs	Buques de Intervención de Pozo Ligeros (Light Well Intervention Vessels)	Estos buques de diseño específico para intervenciones ligeras y de mantenimientos de pozos sin sistemas basados en risers, reducen los costes frente a una SSDR convencional, para aguas de ambientes duros. Esta intervención ligera solo utiliza Slickline, Braided line o Coiled tubing.	EIDE MARINE EIDE MULTIFLEX SEMI-SUB CATEGORY A 2015 STATOIL		
				MONOHULL CATEGORY A SEAWELL 1987 HELIX ENERGY SOL.		
				MONOHULL CATEGORY A+ IHC Merwede Type 22 WELL ENHANCER 2008 HELIX ENERGY SOL.		
62	WIVs	Buques de Intervención de Pozo (Well Intervention Vessels)	Buques con los equipos necesarios para la intervención de pozo. Disponen de Moonpool, así como ROVs. Pueden ser monoscasos, para trabajos ligeros, o Semi-sumergibles, que desempeñan los trabajos mas pesados. Han proliferado en los últimos años la construcción de monoscasos específicos para esta actividad, movidos por la economía en la explotación del pozo. Se distinguen para aguas someras y grandes profundidades. Para aguas someras, los equipos instalados en barcasas, Jack-ups, etc, cumplen la misma función sin ser un buque específico.	SEMI CATEGORY B SPD/McCLUR & BENNETT/FELS Q-4000 Series HELIX Q4000 HELIX ENERGY SOL.		
				AKER SOLUTION OSCV 06L Series SKANDI AKER 2010 DOF ASA		








REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
7	WORKOVER	Este término no tiene traducción literal al castellano. Se emplea el término en inglés Workover.	Se refiere a cualquier tipo de técnica o trabajo relacionada con la intervención de un pozo en producción. Para no confundir con los sistemas de intervención, este término se usa para la costosa y laboriosa tarea de desmontar y reemplazar la infraestructura de explotación (tubulares y valvulería). Para estas tareas es necesaria la participación de equipos de perforación.			
71	SSDRs	Semi-Sumergibles para perforación (Semi-Submersible Drilling Rigs)	Las SSDRs, por su diseño, gran capacidad de carga y elevada plataforma de trabajo, son ideales para los trabajos de Workover en aguas profundas y ultraprofundas	MOSS MARITIME CS30 STENA DON 2001/2010 STENA DRILLING		
72	DRILLSHIPS	Buques de perforación	Por su capacidad, los buques de perforación, se emplean para trabajos de Workover para aguas profundas y ultraprofundas.	SAMSUNG 12000 Doble Hull ENSCO DS-7 2013 ENSCO		









ANEXO III















BUQUES DE SOPORTE A LA EXPLOTACIÓN OFFSHORE EN LA INDUSTRIA OIL & GAS

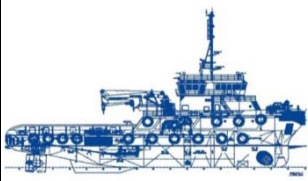











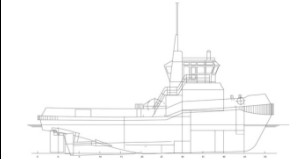





REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.1	ALOJAMIENTO		Buques cuya función principal es la de proveer alojamiento a los profesionales que desarrollan trabajos de construcción, operación o mantenimiento en campos offshore.			
S.11	FLVs	Hoteles Flotantes (Floatel Vessels)	Buques de conversión o específicamente diseñados para acomodar a gran número de personas durante las labores de instalación, desarrollo o producción de campos petrolíferos. Pueden ser pontones, monocascos, Jack-ups o semi-sumergibles, amarrados, fondeados o con DPS. Su capacidad puede superar las 100 personas. Pueden acomodar áreas para almacenamiento de materiales y suministros. Un portalón articulado para acceso a otras plataformas es típico de estas unidades	<p>SALT SHIP DESIGN & MARINTEK</p> <p>"tbn" 2015</p> <p>800 PAX (dobles)</p> <p>EDDA ACCOMMODATION</p> <p>GUSTO MSC DSS20/NS-DP3</p> <p>FLOATEL SUPERIOR 2010</p> <p>440 PAX (sencillas)</p> <p>FLOATEL INTERNATIONAL</p>	 	 
S.12	ACBs	Pontones de Acomodación de personal (Accommodation Barges)	Para aguas someras y cercanas a la costa, se emplean unidades de acomodación sobre pontones, mas económicas. Se mantienen en posición fondeadas o amarradas a plataformas fijas.	<p>SEAPLACE</p> <p>MAGDA 2009</p> <p>87 PAX</p> <p>MAGDA SHIPPING</p>		
S.2	AUXILIARES		Buques cuya función principal es la del soporte directo a otros buques de explotación offshore.			
S.21	CHASE VESSELS	Embarcación auxiliar de seguimiento.	Embarcación de asistencia durante el remolque de los Streamers, supervisa la alineación de estos, así como informa a otros buques de las operaciones sísmicas que se están llevando a cabo. Colabora con el despliegue de todo el remolque para la prospección.	<p>ASTRA-G & AQUARIUS-G 2013</p> <p>SALTWATER ENGINEERING BV</p>		
S.22	SSVs	Buques de soporte a buques de investigación sísmica (Seismic Support Vessels)	Embarcación de soporte a las actividades desarrolladas por los buques sísmicos como re-fueling, suministro de agua dulce, suministro de productos refrigerados y secos, repuestos, remolque de emergencia, además de tareas de escolta y guardia.	<p>SALT 450 SSV 2015</p>	 	
S.23	TADs	Unidades auxiliares para asistencia a perforación offshore (Tender Assist Drilling units)	Plataformas de soporte a trabajos de perforación offshore, típicamente equipadas con espacio para almacenamiento de consumibles y materiales de perforación, así como espacio para habilitación, gruas de gran capacidad y plataformas de helicópteros. Se construyen sobre semi-sumergibles, jack-ups o pontones. En el caso de Jack-ups deben disponer del derrick sobre cantilever. Algunos diseños incluyen módulos transferibles que incluyen el derrick y el resto de equipos, a la plataforma permanente, durante las labores de mantenimiento o perforaciones de producción.	<p>BASOE TECHNOLOGY BT-3500 TSV</p> <p>ATLANTICA BETA 2013</p> <p>ATLANTICA</p> <p>Esta unidad se dispone como tender de una TLP en el GOM</p> <p>BASOE TECHNOLOGY BT-MTB</p> <p>BASSDRILL ALPHA 2010</p> <p>BASSDRILL</p> <p>Operando en Congo</p>	 	 











REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.3	CONSTRUCCIÓN		Buques cuya función principal es la de soporte a la construcción o instalación de estructuras offshore y subsea.			
S.31	CSVs	Buques de Soporte a la Construcción Offshore (Construction Support Vessels)	Buques monocasco de soporte a la construcción, instalación y mantenimiento de estructuras offshore y sub-sea. Destacan la capacidad de izado, la plataforma de cubierta y el espacio disponible para habilitación.	ULSTEIN SX165 2014 SALTWATER ENGINEERING BV AKER SOLUTION 06 DESIGN SKANDI SINGAPORE 2011 DOF SUBSEA	 	
S.32	TSHDs	Dragas de Succión en Marcha (Trailing Suction Hopper Dredgers)	Las dragas de succión en marcha se emplean en aquellos fondos marinos de materiales disgregados, donde se requiere una preparación del fondo marino para recibir las fundaciones de una estructura fija offshore. En el desarrollo subsea las tuberías de interconexión y transporte así como los umbilicales, requieren en algunas localizaciones de protecciones contra las acciones de los icebergs o allí donde se cruzan a distintos niveles varias líneas, se requiere la excavación de trincheras para soterrar los trazados de tubería. Estas excavaciones se hacen con TSHDs. Hasta la fecha, las profundidades máximas de excavación se fijan en los 165 m. Estas unidades se usan en aguas poco profundas.	VUYK ENGINEERING ROTTERDAM B.V. QUEEN OF THE NETHERLANDS 1998/2009 Prof. Drag. 83 m BOSKALIS IHC LEIV ERIKSSON 2010 Prof. Drag. 155 m JAN DE NUL	 	 
S.33	DTVs	Buques de Dragado de Trincheras (Dredging-Trenching Vessels)	Buques principalmente equipados para operar equipos robóticos sumergidos con equipos de excavación para el arranque del suelo para la excavación y relleno de trincheras donde alojar cables o tuberías. Dependiendo del equipo que dispongan las trincheras se pueden ejecutar antes o después de la instalación de las líneas. Capacidad de operación hasta 400 m de profundidad. Estos buques son plataformas multipropósito, que pueden desarrollar otro tipo de actividades como protección, pruebas, comisionado, inspección, etc sobre las líneas instaladas.	CALAMITY JANE 1978/2005 ALLSEAS MULTI-PURPOSE 10.500 t 2015 JAN DE NUL	 	 
S.34	RDVs FALL PIPE VESSELS	Buques de Vertido de Roca con Tubo de Caida (Rock Dumping Vessels)	Los Fall Pipe Vessels son buques especialmente diseñados para la instalación de rocas, gravas y otros aridos en el subsuelo marino de forma controlada, incluida su estabilización, orientado a la protección y cobertura de cables, tuberías de interconexión y transporte de fluidos, rellenos de depresiones para nivelación de la traza de las líneas a tender, cobertura y lastrado para evitar flotaciones, rellenos alrededor de plataformas fijas para estabilización, protección térmica y aislamiento de tuberías, protección contra la operación de fondeos o acciones de pesca, incluso el lastrado de estructuras fijas como GBSs. Las profundidades máximas de operación sobrepasan los 2000 m. Estos buques operan con DPS.	VUYK ENGINEERING ROTTERDAM B.V. SIMON STEVIN 2010 Prof. Oper. 2000 m JAN DE NUL	 	
S.35	RDVs SIDEDUMP VESSELS	Buques de vertido de rocas y agregados por el costado.	Buques auxiliares a la construcción subsea y offshore para la protección de estructuras y tuberías submarinas. Estos buques disponen de DPS. Estos buques que entran en la categoría de soporte a la construcción, se distinguen por disponer de una cubierta diáfana, con la capacidad para recibir diferentes equipos de soporte a la construcción, como vertido de agregados o tendido de tuberías y cables.	STX OFFSHORE & SHIPBUILDING WILLEN DE VLAMINGH 2011 6,500 t JAN DE NUL OFFSHORE SHIP DESIGNERS NDEAVOR 2013 5000 t BOSKALIS	 	 









REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.4	IZADO Y TRANSPORTE		Buques cuya función principal es la del izado y/o transporte de grandes cargas durante la instalación o decomisionado de estructuras offshore.			
S.41	HLBs	Pontones con gruas para cargas pesadas (Heavy Lift crane Barges)	Pontones no propulsados con gruas de gran capacidad empleadas para izado e instalación de estructuras marinas, como topsides en las plataformas de prospección. Disponen de una gran superficie de cubierta para transporte o manejo de grandes cargas, hasta 5000 t. Su utilización se limita a aguas someras con ambientes bonancibles.	HUISMAN, TWIN HULL 2 X 1350 t RAMBIZ 1992 SCALDIS		
S.42	HLVs	Buques con gruas para cargas pesadas (Heavy Lift crane Vesels)	Buques para la instalación de grandes estructuras como Jackets, cubiertas, topside modules, manifolds submarinos, PLEM, PLET, etc. Además de los anteriores HLBs, no propulsados, los HLVs propulsados se diferencian entre los monoscasos y semi-sumergibles, con capacidades máximas de hasta 14,000 t. Nuevos diseños incluyen policascos.	IHC MERWEDE OLEG STRASHNOV 5000 t 2011 SEAWAY HEAVY LIFTING Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. THIALF 14200 t 1985 HERENA MARINE CONTRACTORS Mayor grua flotante en el mundo VERSABAR VB-10000 7500 t 2010 VERSABAR KEPPEL FELS KFELS MPSEP SEAFOX 5 1200 t 2012 WORKFOX		 
S.43	FLAT TOP BARGES	Pontones con cubierta diáfana	Pontones no propulsados, que se utilizan para la carga y transporte de estructuras, módulos y elementos para instalación y montaje de plataformas y facilities offshore. Sistema de carga y descarga LO-LO o LO-FO. Estas unidades se construyen en dimensiones variadas, manteniendo la típica forma paralelepípeda. Los remolcadores offshore u oceánicos son, por su economía y disponibilidad las embarcaciones usadas para su movilización. Existen pontones que incluyen sistema de lastrado para carga y descarga, como es el caso de la puesta a flote de sparts o grandes jackets, con pesos muertos de hasta 10,000 t. Existen otro tipo de pontones semisumergibles, con capacidad de hasta 19,000 t.	PONTÓN CON SISTEMA DE LASTRADO PONTÓN SEMI- SUMERGIBLE TERAS 002 19,300 t 2009 TERAS OFFSHORE		 

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.4	IZADO Y TRANSPORTE		Buques cuya función principal es la del izado y/o transporte de grandes cargas durante la instalación o decomisionado de estructuras offshore.			
S.44	SSHTVs	Buques de Transporte Pesado Semi-Sumergibles (Semi-Submersible Heavy Transport Vessels)	Buques cuya construcción y estabilidad les permite transportar objetos extremadamente grandes y pesados. Los Semi-sumergibles, pueden sumergir su cubierta de carga para cargar grandes estructuras flotantes como plataformas offshore, Jack-ups, SSDRs, Dragas, módulos de producción, SPARs, etc. Se emplean además para el transporte de otros buques y cargas fuera del offshore. Pueden transportar hasta 116,000 t. Estos buques son extensamente usados en el O&G offshore para movilizar plataformas no propulsadas o con baja velocidad de tránsito, con mejora en el tiempo de transporte y coste.	<p>DOCKWISE & DELTAMARIN TYPE 0</p> <p>VANGUARD 2013 116,173 t</p> <p>DOCKWISE</p>	 <p>Installed Power ~27 MW Diesel Electric 2x6700 kW and 2x4500 kW</p> <p>3x Controlled Pitch Propeller (3 x 12 MW ~ (2 x 9 MW))</p> <p>2x Retractable Accommodating Thruster (2x 3 MW) (1x 3 MW)</p>	
				<p>MV BLUE MARLIN 2000 73,000 t</p> <p>DOCKWISE</p>		
S.45	DCVs	Buques de Carga en Cubierta (Deck Cargo Vessels)	Buques para el transporte de cargas de grandes dimensiones y poco pesadas, para instalaciones offshore. El sistema de carga LO-LO requiere la presencia de gruas o medios de izado disponibles. Disponen de DPS. Capacidades de hasta 15000 t de peso muerto.	<p>FOCAL MARINE & OFFSHORE FOCAL 511 Design</p> <p>LOCH SEAFORTH 2010 13597 t 158 m</p> <p>GEOSHIPs (CHARTERED)</p>		
				<p>DAMEN DOC 7500</p> <p>7400 t 119 m</p> <p>Prototipo</p>		
S.46	ODVs	Buques offshore para el Decomisionado de plataformas (Offshore Decommissioning Vessels)	La gran cantidad de plataformas fijas instaladas desde los primeros años de la explotación offshore están llegando al final de su vida útil, ya sea por agotamiento de los pozos o por la obsolescencia de su diseño. Todas estas estructuras requieren el desmantelamiento, y para hacerlo al menor coste posible, se requiere minimizar el servicio de mar y el uso de diferentes plataformas. Nuevos diseños permiten el desmontado completo de superestructuras y jackets de una sola vez, su traslado a puerto y el desguace en tierra, con una reducción de coste significativa. Como resultado gigantesco buques se han construido a tal efecto.	<p>DAEWOO</p> <p>PIETER SCHELTE 2014</p> <p>ALLSEAS</p>	 	 

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.5	MANTENIMIENTO		Buques cuya función principal es la de desarrollar actividades de mantenimiento durante la explotación del campo petrolífero a las estructuras y el propio pozo.			
S.51	DSVs	Buques de Apoyo a Actividades de Buceo (Diving Support Vessels)	Los buques de apoyo a actividades de buceo para la industria offshore disponen de cámara o cámaras hiperbáricas para la asistencia de buceadores a elevadas profundidades, y campanas de buceo. Son normalmente monocascos con altas velocidades de tránsito y medios de elevación y maniobra submarina para la asistencia a las actividades de buceo. Las nuevas construcciones son buques diversificados con capacidad de acometer otras actividades como ROV, inspecciones y pruebas, mantenimiento, etc.	<p>INCAT CROWTHER</p> <p>SISTAC VITÓRIA 42,5 m 2014</p> <p>SISTAC</p>		
				<p>IHC MERWEDE</p> <p>SEVEN ATLANTIC 2009 141,5 m</p> <p>SEVEN ATLANTIC</p>		
S.52	IMRs	Buques de Inspección, Mantenimiento y Reparación (Inspection Maintenance and Repair vessel)	Buques de alta tecnología, equipados con todos los equipos requeridos para la ejecución de sus tareas asignadas, entre las que se incluyen, soporte a uno o mas ROVs, inspección y mantenimiento de tuberías submarinas, soporte al buceo, inspección estructural, tratamiento de incrustaciones, soporte al tendido de cables y mangueras, inspección de pernos y su sustitución, soporte a la perforación, trabajos ligeros de construcción, mantenimiento de plataformas offshore y estimulación de pozos. Son buques con DPS2/3, gran superficie de cubierta, acomodación para 80 a 100 personas, gruas compensadas, ROVs, moon pool además de capacidad de tanques para suministro de consumibles de perforación. Son buques diseñados para operaciones en ambientes duros, incluidos ártico y agua profundas	<p>ULSTEIN SX 148</p> <p>SEVEN VIKING 2012 106,5 m</p> <p>EIDSVIK SUBSEA 7</p>		
				<p>GUIDO PERLA & ASSOCIATED GPA 696 IMR</p> <p>BOURBON EVOLUTION 2013 95,6 m</p> <p>BOURBON SUBSEA SERVICES</p>		
S.53	WSVs	Buques de Estimulación de Pozo (Well Stimulation Vessels)	Los buques para estimulación de pozos se diseñan para desarrollar intervenciones en campos oil & gas que incrementan la producción mejorando el flujo de hidrocarburos desde el área de drenaje a través de la perforación del pozo. La conversión de buques existentes o la construcción de buques especialmente dedicados, tendencia en alza actualmente, disminuye considerablemente los costos de estimulación comparados con los costos cuando se desarrollan desde una MODU.	<p>LASHIP-HOUMA</p> <p>BLUE ORCA 2013</p> <p>BAKER HUGHES</p>		
			Estos buques disponen de DPS, con tanques antibalace y sistema computerizado de lastre. La superficie de cubierta ha de ser suficientemente grande para acomodar los equipos de estimulación, sobre skids. Disponen de un portalón hidráulico auto-compensado para acceso a la plataforma desde el buque.	<p>BIGORANCE XVII 1984</p> <p>SCHLUMBERGER</p>		
S.6	MULTIPROPÓSITO		Buques con capacidades para asistir a diferentes actividades de la industria offshore Oil & Gas.			
S.61	MPSVs	Buques de Servicio Multipropósito (Multi-Purpose Service Vessels)	Buques monocasco diseñados para desarrollar multi-tareas offshore, en operaciones submarinas con buceadores o ROVs, actividades de construcción como izados, instalaciones de tubería y cables, instalación submarina o combinación de ellas. También operan como PSVs.	<p>ULSTEIN SX121</p> <p>VIKING POSEIDON 2008 130 m</p> <p>ELDESVIK OFFSHORE</p>		
				<p>ROLLS ROYCE UT 788 CD</p>		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.7	REMOLQUE		Buques cuya principal capacidad es la de asistir a operaciones de remolque, aunque puedan atender otras actividades de la operación offshore.			
S.71	AHTs	Buques de Remolque y Posicionamiento de Anclas (Anchor Handling and Tug vessels)	Buques monocasco para el remolque de plataformas de perforación o producción móviles, grúas flotantes y otras plataformas para transporte, suministros, etc. Disponen de popas adaptadas a la maniobra de anclas para el fondeo y relocalización de plataformas fondeadas, con potentes maquinillas y área de cubierta para la composición de los aparejos. Se clasifican por su potencia instalada y bollard pull.	VARADA QUEEN BP 92 t 2011		
				ULSTEIN A122 OLYMPIC ZEUS 260 t 2009 OLYMPIC SHIPPING nueva generación de buques mixtos OCV/AHT		
S.72	AHTSs	Buques de Remolque y Posicionamiento de Anclas y Suministro a plataformas (Anchor Handling Tug and Supply vessels)	Buques monocasco con las mismas prestaciones que los AHTs a los que se añade la capacidad de suministros a plataforma, para lo que disponen de tanques en el casco para carga de cemento, salmuera, combustible, pañoles refrigerados para suministro de alimentos, etc. Mantienen la característica popa con rodillo.	DAMEN AHTS 200 BP 200 t PROTOTIPO		
				ROLLS-ROYCE UT 731 CD DESIGN FAR STATESMAN BP 257 t 2013 FARSTAD		
				VARD 2 12 DESIGN BOURBON BP 270 t		
S.73	OSTs	Remolcadores de Asistencia Offshore (Offshore Support Tugs)	Remolcadores oceánicos para el remolque de plataformas de perforación, pontones de transporte o suministro (Flat Top Barges), etc, donde el uso de AHTs o AHTSs no es posible por su coste o disponibilidad. No son buques específicos de la industria offshore. Han de estar equipados con sistemas de lucha contra incendios, safety satandby y evaluación rápida de emergencia. Se usan además para el transporte de personas a las plataformas. Son buques de menor eslora y BP que los AHTs y AHTSs. Normalmente no superan los 50 m de eslora y las 100 t de BP. Algunos de estos buques están equipados con equipos para maniobra de anclas.	ROBERT ALLAN LTD. RAMPAGE CLASS SEAWAYS 20 BP 100 t 2011 SEAWAYS GROUP		
				SMIT POLEN BP 30 t 1989 BOSKALIS		
S.74	MOTTs	Remolcadores para Terminales Offshore Marinas (Marine Offshore Terminal Tugs)	Remolcadores oceánicos para asistencia e intervención en terminales offshore de O&G, como SMPs (monoboyas), FPSOs, etc. La labor principal de estos buques es mantener la posición de los grandes tankers en posición durante las operaciones de carga y descarga, así como la asistencia durante las conexiones a los puntos de carga. Se distinguen por disponer de posicionamiento dinámico, DPS1 habitualmente, elevado BP por encima de las 90 t en ambas direcciones, atrás o adelante, y reducida eslora que incrementa la maniobrabilidad. Disponen de superficie de cubierta para labores de anclas.	MMC 950 MOTT Prototipo		
				ROBERT ALLAN LTD. RAMPAGE 5000 BOURBON RHESOS BP 100 t 2006 BOURBON		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.8	SEGURIDAD Y ANTIPOLUCIÓN		Buques cuyo cometido principal es el de acometer funciones de seguridad contra emergencias y antipolución. Otros buques pueden tener capacidades para atender estas emergencias sin estar diseñados en exclusiva para ello			
S.81	ERRVs	Buques de Respuesta en Emergencia y Rescate (Emergency Response & Rescue Vessels)	Los ERRVs son buques equipados para desarrollar rescates de personas en el mar y darles tratamiento médico, actuar como lugar seguro de acuerdo con las regulaciones existentes, PFEER, coordinar las acciones de emergencia conforme al plan de Emergencia y Respuesta del campo petrolífero, participara en el plan anticolidión del campo actuando como vigía y guardia de la zona avisando a los buques colindantes y actuar como estación de reserva radio. Estos buques tienen funciones solapadas con los SSBVs.	<p>VROON</p> <p>VOS FABULOUS 2014 50 m</p> <p>VROON OFFSHORE</p>		
				<p>WÄRTSILA V5465 Mk II Design</p> <p>OCEAN RESPONSE 2013 74,6 m</p> <p>ATLANTIC OFFSHORE</p>		
S.82	SSBVs	Buques de Seguridad en Espera (Safety & Stand-By Vessels)	Desarrollan las mismas funciones que los anteriormente referidos ERRVs. ERRVs es un término mas actual que el clásico SSBVs. Algunos diseñadores y operadores mantienen este cuño para referirse a esos buques. En la actualidad existen diseños específicos, con nuevas tecnologías y mas diversificados que los antiguos SSBVs, donde era habitual emplear las mismas plataformas que para los PSVs.	<p>DAMEN 4711 DESIGN</p> <p>VOS TRAPPER 2008 & VOS TRACKER 2007 48,2 m</p> <p>VROON OFFSHORE SERVICES B.V.</p>		
S.83	OSRVs	Buques de Actuación contra Manchas de Crudo (Oil Spill Response Vessels)	Buques para combatir los derrames de crudo en la superficie marina. Habitualmente se emplean para estas actividades PSVs u otra plataforma, donde se instalan los equipos de recuperación en superficie, rociadores de dispersantes, etc. Actualmente se están diseñando y buques con especificaciones estrictas para las lucha contra los derrames, donde la principal característica es la inclusión de tanques para el crudo recuperado.	<p>GUIDO PERLA & ASSOCIATED GPA 462-10 OSRV</p> <p>ASTRO TUPI 2013 800 m³ recuperac.</p> <p>ASTROMARITIMA NAVEGACAO</p>		
				<p>ROLLS ROYCE UT 535 E</p> <p>TBN 2015 770 m³ recuperac.</p> <p>ASGAARD NAVEGACAO</p>		

REF	ACRONIMO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN	DISEÑOS	ALZADOS	FOTOS
S.9	SUMINISTRO		Buques cuya función principal y diseño está adaptado al suministro a plataformas offshore y otros buques que desarrollan actividades de instalación, explotación o mantenimiento offshore.			
S.91	PSVs	Buques de Suministro a Plataformas (Platforms Supply Vessels)	Buques moncasco para el suministro a plataformas de perforación y producción. Estos buques entre 30 a 100 m de eslora. La función principal de estos buques es el transporte de mercancías y personas a y desde plataformas y otras estructuras offshore. Incluyen tanques de fangos para perforación, cemento, barita, salmuera, aceite base, combustible, agua potable, agua de servicio, metanol y químicos. Disponen de cubierta amplia para carga de contenedores modulares. Suelen disponer de multifunciones como instalaciones contraincendios para la protección de plataformas, equipos de recuperación de derrames y lucha contra la contaminación. A diferencia de los AHTS, la popa está cerrada. Se clasifican por toneladas de peso muerto	SDA SINOPACIFIC SPP17 PSV BOURBON LIBERTY 1700 t 2012 BOURBON		
				VARD PSV-08-CD DESIGN VIKING FIGHTER 4000 t 2012 EIDESVIK		
				ROLLS-ROYCE UT 776 CDG DESIGN MV ISLAND CRUSADER 4750 t 2012 ISLAND OFFSHORE	 	
				VIK-SANDVIK VS 493 AVANT LNG DESIGN VIKING LADY 5500 t 2009 EIDESVIK Con celula de combustible		
S.92	FSIVs	Buques de Soporte e Intervención Rápida (Fast Support Intervention Vessels)	Buques moncasco para el transporte de personal y suministros a plataformas donde se requiere el suministro en emergencia o corto plazo. Son buques de alta velocidad, superior a 25 kn, DPS1 y con capacidad de transporte sobre cubierta de hasta 300 tons.	DAMEN FCS 5009 EDT NEFELI 2012 EDT		

ANEXO IV

MATRIZ DE PLATAFORMAS Y BUQUES EN EL DESARROLLO OFFSHORE DE LA INDUSTRIA OIL & GAS

PLATAFORMAS Y BUQUES OFFSHORE

0	INVESTIGACIÓN	
00	SEVs	Buques de Investigación Sísmica (Seismic Exploration Vessels).

1	FODPs	Unidades de perforación offshore fijas (Fixed Offshore Drilling Platforms)
10	JACKETS	Sobrecubiertas
11	CTs	Torre flexible (Compliance Tower)

2	MODUs	Unidades de perforación offshore móviles (Mobile Offshore Drilling Units)
21	SDRs	Unidades de perforación sumergibles (Submersible Drilling Rigs)
22	DRILLING BARGEs	Pontones de perforación
23	JACK-Ups	Plataformas de perforación autoelevadas
24	SSDRs	Plataforma de perforación semi-sumergible (Semi-Submersible Drilling Rigs)
25	DRILL SHIPS	Buques de perforación

3	SUBSEA	Trabajos submarinos
31	DBs	Pontónes Grua (Derrick Barges)
32	LBs	Pontónes Tiende Tubería (PipeLay Barges)
33	OCVs	Buques de Construcción Offshore (Offshore Construction Vessels)
34	PLVs	Buques de Tendido de Tubería Submarina (PipeLay Vessels)
35	ROVs	Vehículo Submarino Operado Remoto (Remotely Operated Vehicle)

4	SPUs	Plataformas de Producción Offshore en Aguas Someras (Shallow water Production Units)
41	JACK-Ups	Plataformas Autoelevadas, móviles
42	GBSs	Plataformas de Producción Offshore de Gravedad. (concrete Gravity Based Structure)
43	TLPs	Plataformas de Producción de Tendones Tensados (Tension Leg Platforms)
44	SALM BUOY	Boya de Amarre con un Solo punto de Fondeo (Single Anchor Leg Mooring)
45	CALM BUOY	Boya de Amarre con Fondeo por Catenarias (Catenary Anchor Leg Mooring)

5	FPUs	Plataformas de Producción Offshore Flotantes (Floating Production Units)
51	TLPs	Plataformas de Producción de Tendones Tensados (Tension Leg Platforms)
52	SSPUs	Plataformas de Producción Offshore Semi-Sumergibles (Semi-Submersible Production Units)
54	SPARs	Plataforma tipo boya (Single Point mooring And Reservoir)
54	FSOs o FSUs	Buque de Almacenamiento y Descarga (Floating Storage and Offloading vessel)
55	FPSOs	Buque de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production Storage and Offloading Vessel)
56	FLNGs	Buques para la Licuefacción de Gas Natural (Floating Liquefied Natural Gas vessels)
57	FDPsOs	Buque de Perforación Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Drilling Production Storage and Offloading Vessel)

6	WELL INTERVENTION	Intervención de pozo
61	LWIs	Buques de Intervención de Pozo Ligeros (Light Well Intervention Vessels)
62	WIVs	Buques de Intervención de Pozo (Well Intervention Vessels)

7	WORKOVER	Este término no tiene traducción literal al castellano. Se emplea el término en inglés Workover.
71	SSDRs	Semi-Sumergibles para perforación (Semi-Submersible Drilling Rigs)
72	DRILLSHIPS	Buques de perforación

BUQUES DE APOYO OFFSHORE, OSVs

S.1	ALOJAMIENTO	
S.11	FLVs	Hoteles Flotantes (Floatel Vessels)
S.12	ACBs	Pontones de Acomodación de personal (AComodation Barges)

S.2	AUXILIARES	
S.21	CHASE VESSELS	Embarcación auxiliar de seguimiento.
S.22	SSVs	Buques de soporte a buques de investigación sísmica (Seismic Support Vessels)
S.23	TADs	Unidades auxiliares para asistencia a perforación offshore (Tender Assist Drilling units)

S.3	CONSTRUCCIÓN	
S.31	CSVs	Buques de Soporte a la Construcción Offshore (Construction Support Vessels)
S.32	TSHDs	Dragas de Succión en Marcha (Trailing Suction Hopper Dredgers)
S.33	DTVs	Buques de Dragado de Trincheras (Dredging-Trenching Vessels)
S.34	RDVs	Buques de Vertido de Roca con Tubo de Caida (Rock Dumping Vessels)
S.35	FALL PIPE VESSELS RDVs SIDEDUMP VESSELS	Buques de vertido de rocas y agregados por el costado (Rock Dumping Vessels)

S.4	IZADO Y TRANSPORTE	
S.41	HLBs	Pontones con gruas para cargas pesadas (Heavy Lift crane Barges)
S.42	HLVs	Buques con gruas para cargas pesadas (Heavy Lift crane Vessels)
S.43	FLAT TOP BARGEs	Pontones con cubierta diáfana
S.44	SSHTVs	Buques de Transporte Pesado Semi-Sumergibles (Semi-Submersible Heavy Transport Vessels)
S.45	DCVs	Buques de Carga en Cubierta (Deck Cargo Vessels)
S.46	ODVs	Buques offshore para el Decomisionado de plataformas (Offshore Decommissioning Vessels)

S.5	MANTENIMIENTO	
S.51	DSVs	Buques de Apoyo a Actividades de Buceo (Diving Support Vessels)
S.52	IMRs	Buques de Inspección, Mantenimiento y Reparación (Inspection Maintenance and Repair vessel)
S.53	WSVs	Buques de Estimulación de Pozo (Well Stimulation Vessels)

S.6	MULTIPROPÓSITO	
S.61	MPSVs	Buques de Servicio Multipropósito (Multi-Purpose Service Vessels)

S.7	REMOLQUE	
S.71	AHTs	Buques de Remolque y Posicionamiento de Anclas (Anchor Handling and Tug vessels)
S.72	AHTSs	Buques de Remolque y Posicionamiento de Anclas y Suministro (Anchor Handling Tug and Supply vessels)
S.73	OSTs	Remolcadores de Asistencia Offshore (Offshore Support Tugs)
S.74	MOTTs	Remolcadores para Terminales Offshore Marinas (Marine Offshore Terminal Tugs)

S.8	SEGURIDAD Y ANTIPOLUCIÓN	
S.81	ERRVs	Buques de Respuesta en Emergencia y Rescate (Emergency Response & Rescue Vessels)
S.82	SSBVs	Buques de Seguridad en Espera (Safety & Stand-By Vessels)
S.83	OSRVs	Buques de Actuación contra Manchas de Crudo (Oil Spill Response Vessels)

S.9	SUMINISTRO	
S.91	PSVs	Buques de Suministro a Plataformas (Platforms Supply Vessels)
S.92	FSIVs	Buques de Soporte e Intervención Rápida (Fast Support Intervention Vessels)

1.3 SUBSEA

1. SOLUCIONES SUBSEA

2. ARQUITECTURA SUBSEA

2.1. SISTEMAS DE POZO

- 2.1.1. TERMINACIÓN DE POZO
- 2.1.2. SISTEMAS DE CABEZAL DE POZO.
WELLHEAD SYSTEM
- 2.1.3. ARBOLES

2.2. COLECTORES DE PRODUCCIÓN

- 2.2.1. MANIFOLDS Y PLANTILLAS DE
PRODUCCIÓN
- 2.2.2. PLEM

2.3. LINEAS DE CONDUCCIÓN

- 2.3.1. LINEAS DE INTERCONEXIÓN,
JUMPERS
- 2.3.2. FLET/PLET
- 2.3.3. IN LINE SLED
- 2.3.4. LÍNEAS DE PRODUCCIÓN
- 2.3.5. RISERS

2.4. SISTEMAS DE CONTROL

- 2.4.1. SISTEMAS DE CONTROL EN
SUPERFICIE
- 2.4.2. SISTEMAS DE CONTROL
SUBMARINO

2.5. INSTRUMENTACIÓN

2.6. EQUIPOS DE PROCESO

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

SUBSEA.

El desarrollo offshore de la industria Oil & Gas está íntimamente ligado al desarrollo de la tecnología submarina, “Subsea”, basada en una evolución paso a paso a lo largo de los años, añadiendo más y más funcionalidades a los diferentes sistemas. El desarrollo de esta tecnología sigue avanzando hoy día con más fuerza, con el objetivo de situar en el fondo marino equipos de proceso de crudo, no solo control de pozo. El incremento en la complejidad respecto a los primeros pasos dados a primeros de los ochentas, han dado como consecuencia un desarrollo tecnológico en áreas como diseño, materiales, control e instrumentación, instalaciones y operación. El motor de este desarrollo ha sido desarrollar vías más simples y más eficientes económicamente de producir, procesar y transportar crudo y gas producido en yacimientos offshore. La industria está produciendo más y más sistemas subsea para crear valor añadido en el desarrollo campos offshore. El número de árboles de producción, Xmas, instalados en la plataforma continental noruega sobrepasa los 800 dentro de los 5000 instalados aproximadamente en el resto del mundo. Estas cantidades tienden a incrementarse de forma espectacular en los próximos años, con nuevas y más complejos avances tecnológicos.

Los sistemas instalados y en desarrollo en el sector subsea de un campo offshore se pueden esquematizar en la *Fig 1.* y *Fig 2.*

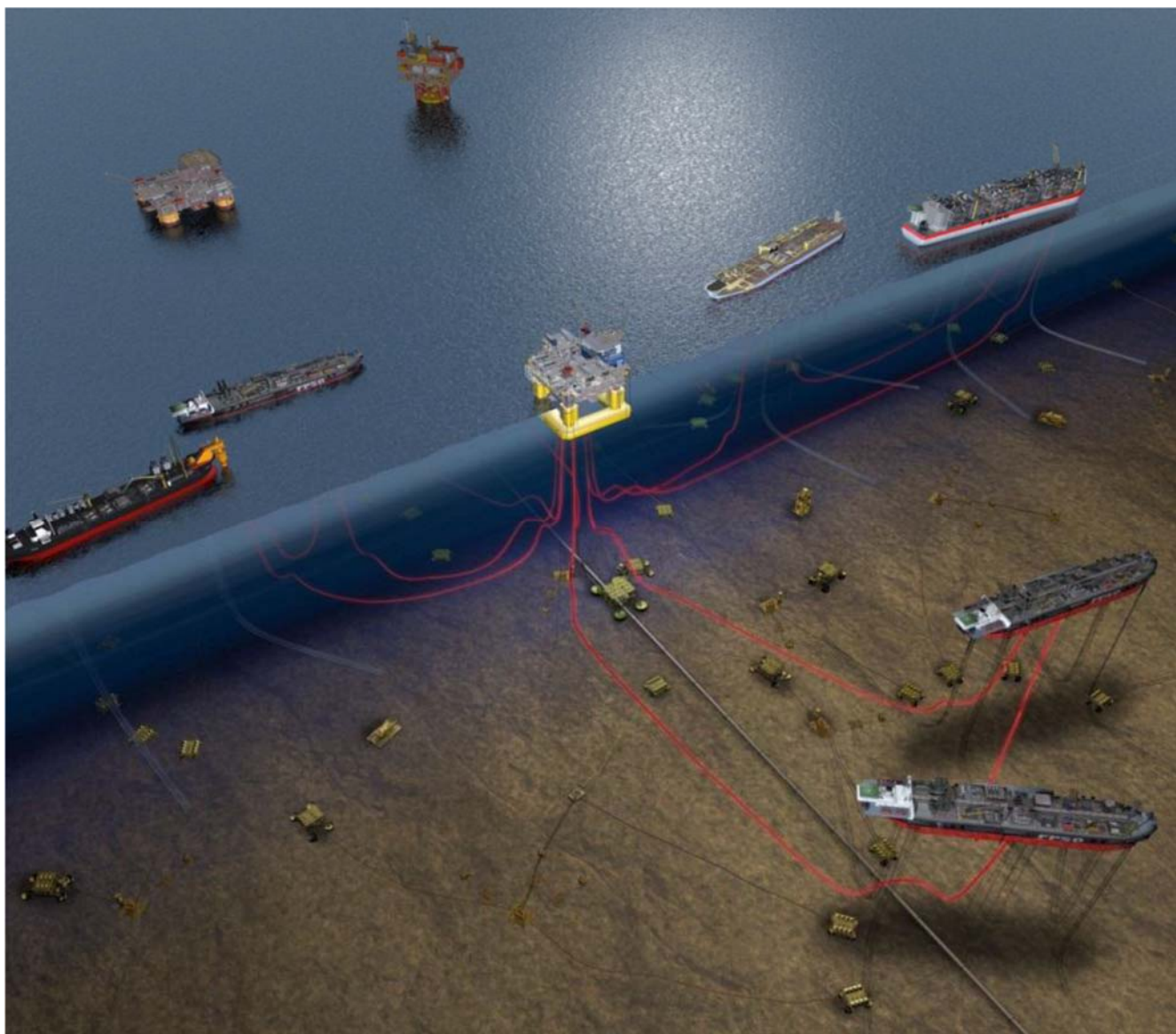


Fig. 1. Desarrollo Subsea. Ref. 1

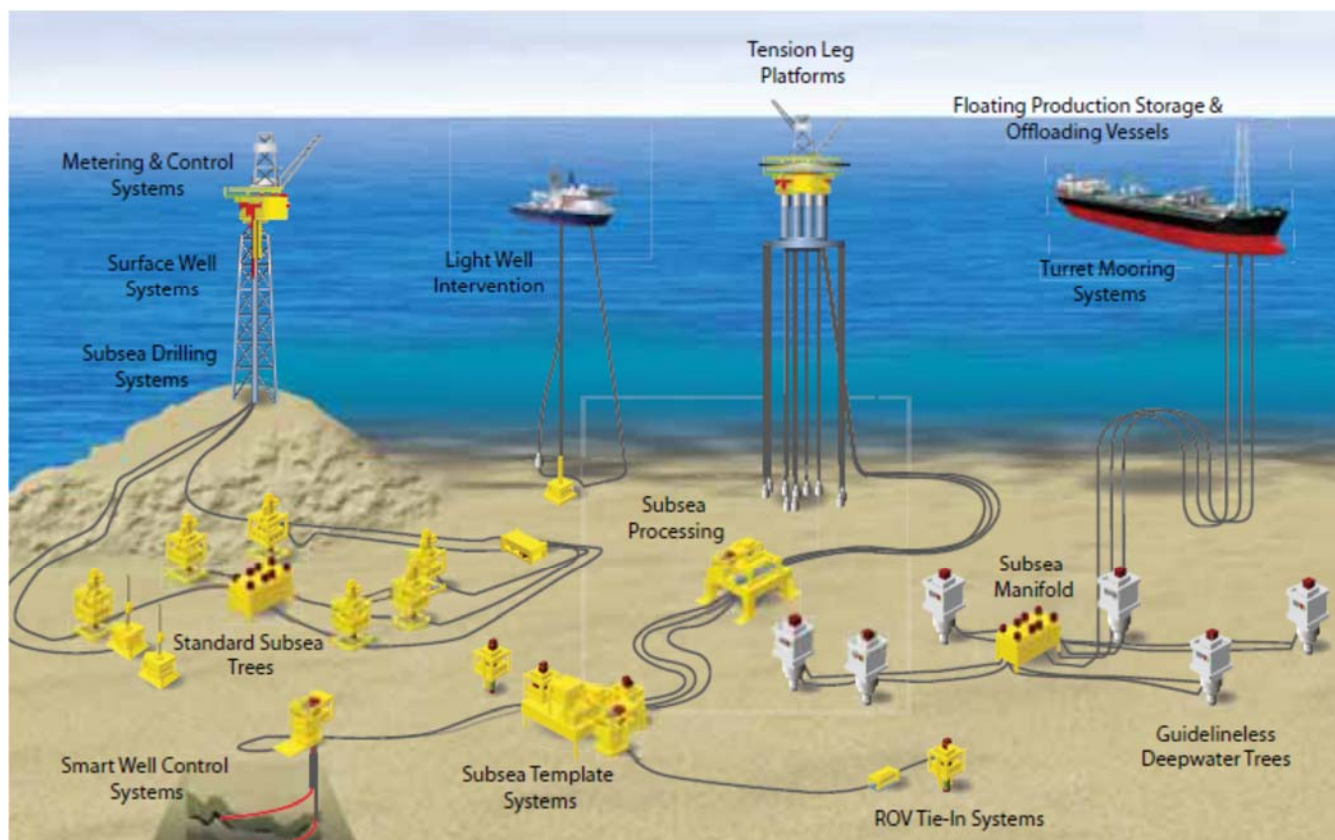


Fig. 2. Principales Sistemas en el Desarrollo Subsea de un campo offshore. Ref. 2

La clasificación de los equipos submarinos se refiere en la industria en tres segmentos, aguas someras, aguas profundas y aguas ultra-profundas. Los límites de esta clasificación no está consolidada a nivel internacional. En el GoM, Pemex clasifica las actividades submarinas según los siguientes límites:

- Aguas someras, menor de 1613', entre 0 y 500 m.
- Aguas profundas, entre 1613' y 5000', entre 500 y 1500 m.
- Aguas ultra-profundas, mayor de 5000', o mayor de 1500 m.

Conforme a API 17-A e ISO 13628-1, los límites se fijan a continuación:

- Aguas someras, menor de 2000', entre 0 y 610 m.
- Aguas profundas, entre 2000' y 6000', entre 610 y 1800 m.
- Aguas ultra-profundas, mayor de 6000', o mayor de 1800 m.

1. SOLUCIONES SUBSEA

Desde el inicio de la industria del petróleo la búsqueda y explotación de reservas en el mar han tenido una tendencia alcista, moviéndose desde aguas someras a aguas cada vez más profundas, llegando a descubrir en profundidades por encima de los 3000 m reservas con volúmenes significativamente grandes. Esta tendencia requiere soluciones que hagan frente a nuevos requerimientos, incluyendo avances en los equipos de perforación, tecnología de instalación y sistemas de control. La industria subsea está en un periodo de transición donde los avances tecnológicos están dando sus mayores pasos. Ejemplos de esto es la emergencia de equipos de proceso instalados directamente en el fondo marino, que incluyen tecnologías capaces de separar diferentes fases de fluido y transportar esos fluidos separados mediante bombas o compresores instalados en el fondo marino. En la Fig. 3 se muestra el crecimiento en la inversión en USD y la expectativa de crecimiento en los próximos años, según Rystad Energy.

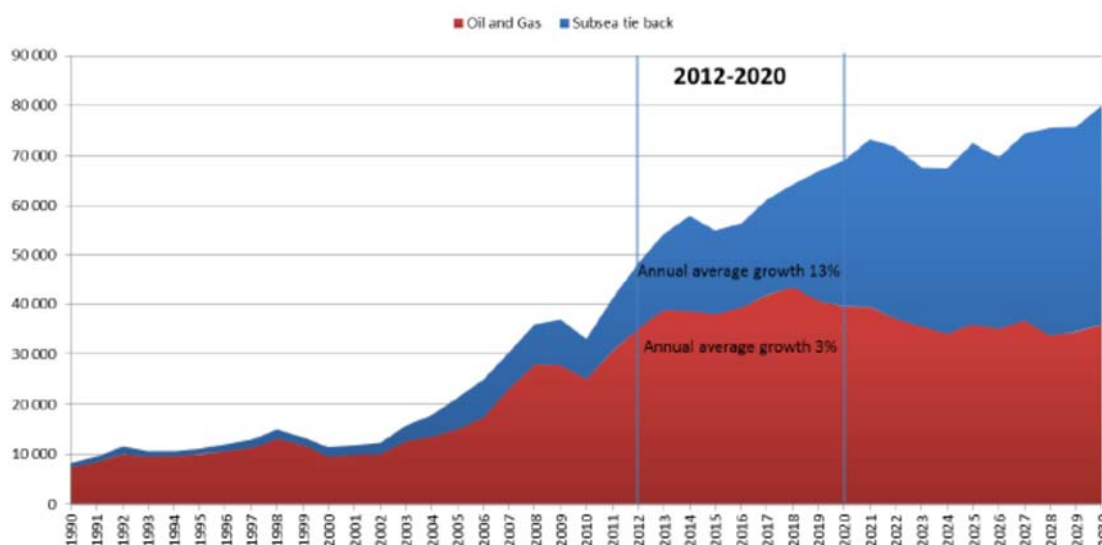


Fig. 3. Evolución de la inversión en el desarrollo “Subsea” frente a la inversión general en la industria O&G.. Ref. 1

La reducción del coste y tiempo de construcción y puesta en servicio de estas complejísimas instalaciones es el primer escollo que han de salvar los operadores e inversores. La extensión de explotaciones existentes con la incorporación de nuevos pozos y la utilización de equipos ya probados y sancionados por la experiencia es una vía para acometer inversiones en el desarrollo de campos offshore. Los primeros, conocidos en el argot como “Tie-back” destinados a la extensión de la vida operativa de un yacimiento y los segundos “Fast-track” desarrollando yacimientos con equipos y sistemas ya probados es una vía de reducir los costes de explotación.

Los retos tecnológicos que presenta la profundidad marina han de dar soluciones a las elevadas presiones hidrostáticas, bajas temperaturas y el tipo de suelo en el lecho marino. La garantía y fiabilidad en el servicio de los equipos submarinos es la marca que diferencia a los equipos submarinos de sus homónimos en superficie y su elevado coste, que supera a los segundos en hasta 10 veces.

2. ARQUITECTURA SUBSEA

La arquitectura o disposición de los diferentes equipos y sistemas tienen una clara influencia regional, debido a consideraciones geológicas, meteoceánicas, congestión productiva, medioambientales, legislación, etc.

El desarrollo habitual en la plataforma continental noruega está basada en la instalación de equipos subsea sobre plantillas estructurales. Estas son estructuras a base de perfiles metálicos, sobre las que a modo de fundaciones distribuyen y soportan el peso y cargas de operación de las actividades de perforación e instalación de cabezales de pozo, se instalan manifolds y sistemas de control así como la protección de todos estos equipos. La estructura de protección cubre la plantilla y equipos instalados para protegerlos de posibles daños producidos por caídas de objetos, maniobras con anclas, otras actividades de construcción colindantes o las artes de pesca/arrastre. En la Fig. 4, se observa una plantilla estructural, anclada al fondo marino con cuatro pilas circulares auto penetrantes por vacío/bombeo. Estas se observan bajo cada una de las columnas de esquina.



Fig. 4. Plantilla Estructural Subsea. Statoil ASA. NCS.

Sobre la estructura se sitúan equipos de operación del pozo submarino. La protección vertical es abatible, quedando el acceso franco a los diferentes equipos para mantenimiento u operación desde la superficie. Algunas de estas estructuras con todos sus equipos pueden llegar a pesar más de 1000 t en el aire.

En otras partes del mundo, donde no se requiere que los equipos tengan una protección vertical, la solución típica es distribuir los diferentes módulos como árboles (Xmas o XTs), manifolds, Powerpacks, etc, cada uno sobre su propio skid o fundación, apoyados o anclados en el fondo marino. En esta solución, cada pozo está segregado, localizados distantes entre ellos, conectados mediante spools de tubería a un manifold común que controla el flujo y lo dirige a la plataforma de producción del campo. El sistema de control se centraliza en una unidad conocida como SDU, “Subsea Distribution Unit”, localizada en el fondo junto al manifold y pozos, que distribuye las señales de control, eléctricas y la potencia hidráulica a los diferentes módulos de control, SCM (“Subsea Control Module”) instalados en los diferentes equipos, así como distribuye la inyección de químicos.

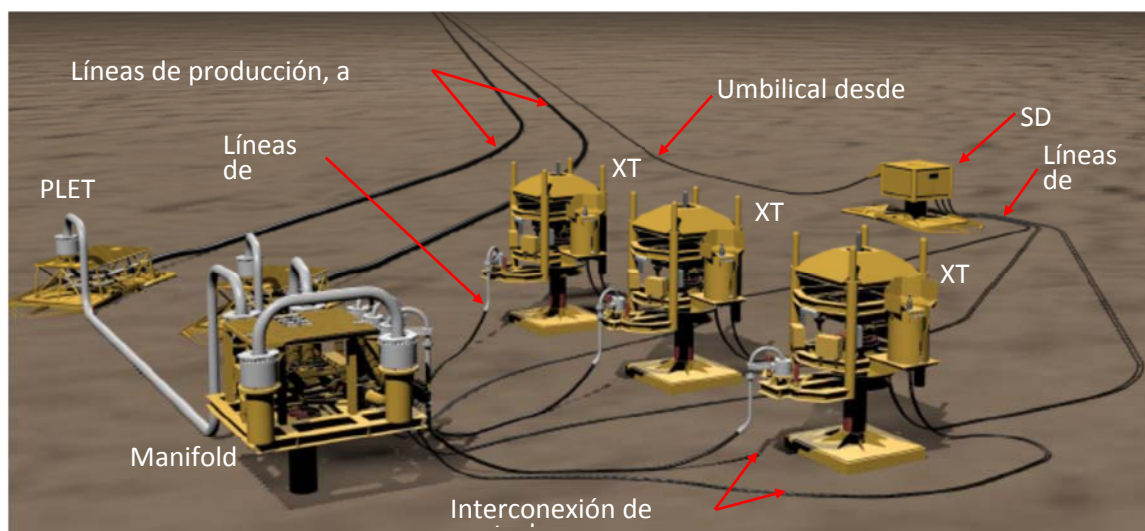


Fig. 5. Disposición típica de desarrollo subsea en el GOM

En la Fig. 5. se ha representado una distribución subsea típica alrededor de tres pozos de producción en el GOM. El umbilical de control se despliega desde la plataforma de producción o la plataforma de control del campo hasta la SDU desde donde se interconectan los diferentes XTs. Las líneas de producto que interconectan los XTs con el manifold, son spools de tubería metálica con acoplamiento especialmente diseñados para ser conectados en el fondo sin soldadura.

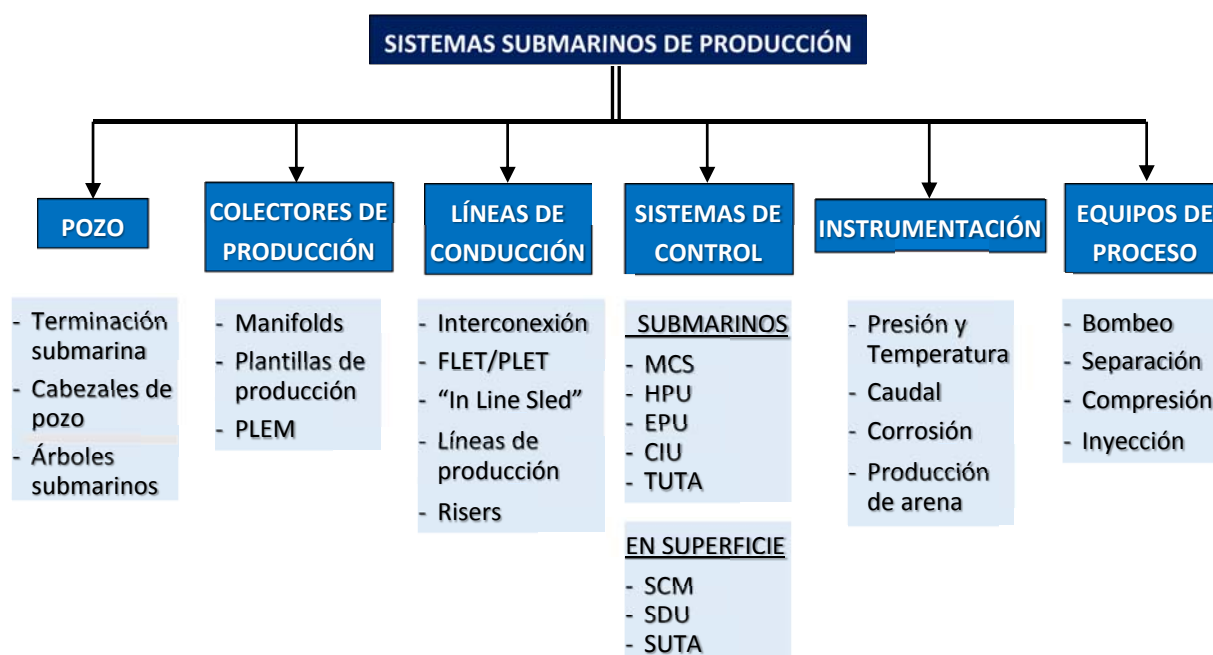


Fig. 6. Distribución de sistemas en la arquitectura subsea de sistemas de producción

Igualmente las líneas de producción son tuberías rígidas que se distribuyen por el fondo hasta su conexión con los risers de producción que llegan hasta la plataforma en superficie, o a instalaciones de tierra.

Los sistemas submarinos que se integran en la arquitectura submarina se clasifican en 6 grupos o áreas principales: pozo, líneas de conducción, colectores de producción, sistemas de control, instrumentos de medición y los equipos de proceso. Ver Fig. 6. En la Fig. 7, se han identificado estos equipos en un desarrollo subsea genérico.

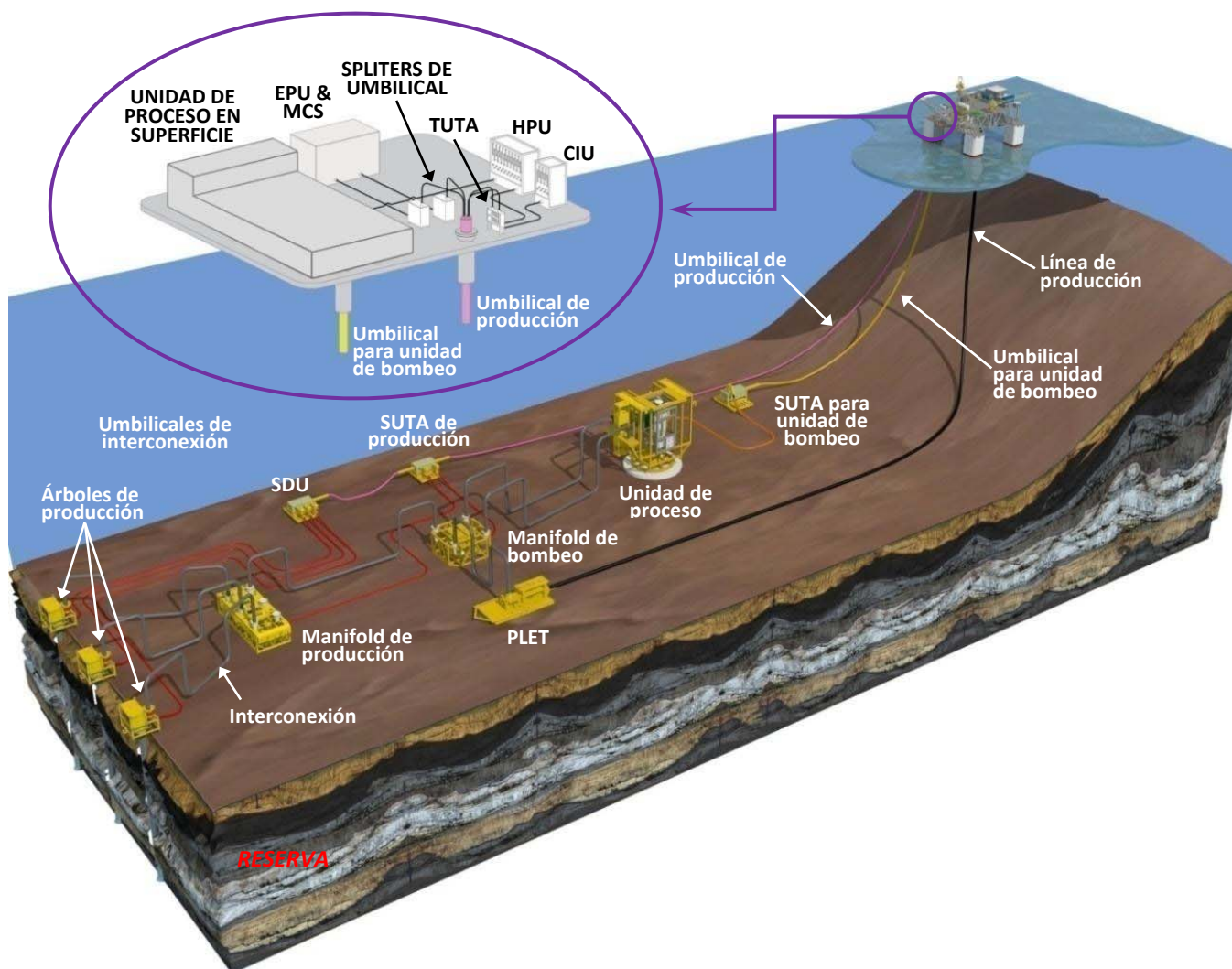


Fig. 7. Equipos en la arquitectura subsea.

2.1. SISTEMAS DE POZO.

2.1.1. TERMINACIÓN DE POZO.

La terminación de pozo ya se desarrolló en el volumen correspondiente a las fases de un campo offshore, en el que, entre otras, se instalan los equipos y herramientas dentro del pozo, como válvulas, tubing de producción, obturadores, sensores, etc, para conectar la reserva y producir el hidrocarburo de forma segura y controlada, maximizando la producción al menor coste posible. La terminación submarina contempla además la instalación de elementos para la inhibición de hidratos, monitorización de presión y temperatura además de dispositivos de control de caudal de producción. Una terminación completa evita futuras intervenciones dentro del pozo con el consiguiente incremento en la productividad del pozo y el ahorro de costes de explotación.

2.1.2. SISTEMAS DE CABEZAL DE POZO. WELLHEAD SYSTEM.

Un cabezal de pozo, "Wellhead" es el componente en superficie o en el fondo marino de un pozo de prospección o producción offshore que proporciona soporte estructural y contención de presión durante las actividades de perforación o producción. El wellhead está soportado por el conductor, camisa metálica instalada en la fase de perforación, normalmente de 30" o 36", cementada contra el terreno convirtiéndose en una fundación. El wellhead también soporta la presión de las diferentes camisas de entubado del pozo o casings y el tubing de producción. Las dimensiones estándar para todos los cabezales de alta presión alrededor del mundo es 18 ¾". La excepción es Brasil, donde tradicionalmente utilizan cabezales de 16 ¾". Los perfiles de conexión y bloqueo del wellhead con los equipos de control o producción, como BOPs y arboles (XTs), está dominado actualmente por el perfil tipo **H4**. Ver *Fig. 8*.

Las cargas dinámicas generadas por risers y BOPs durante las fases de perforación así como otras menores durante las fases de intervención, workover y producción, generan fatiga en el material que pueden colapsar el control del pozo por fallo del cabezal. Las elevadas cargas que se generan por los equipos cada vez más pesados usados en la perforación de pozos en aguas profundas y ultra profundas, exponen a los cabezales a cargas de fatiga que las compañías y organismos reglamentarios del sector están investigando para identificar y aplicar regulaciones para el diseño y dimensionamiento que eviten colapsos futuros.

Los cabezales en la actualidad se diseñan para presiones estándar en aplicaciones offshore de 10.000 y 15.000 PSI. Para yacimientos ultra profundos se están desarrollando e instalando nuevos diseños que aumentan la capacidad de los wellheads hasta los 20.000 PSI y 200°C.

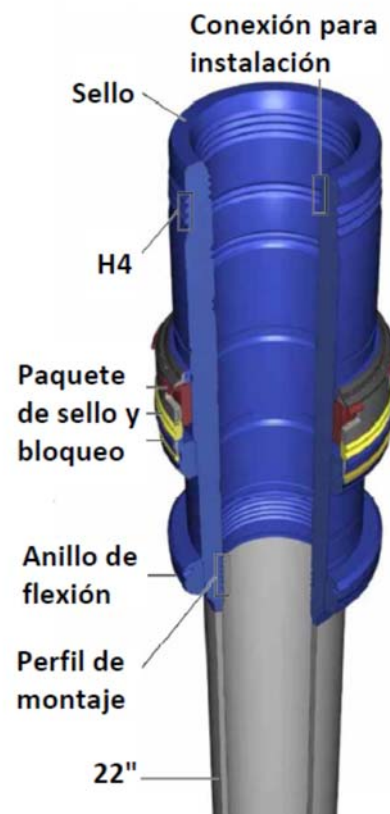


Fig. 8. Wellhead con conector y bloqueo tipo H4. Dril-Quip

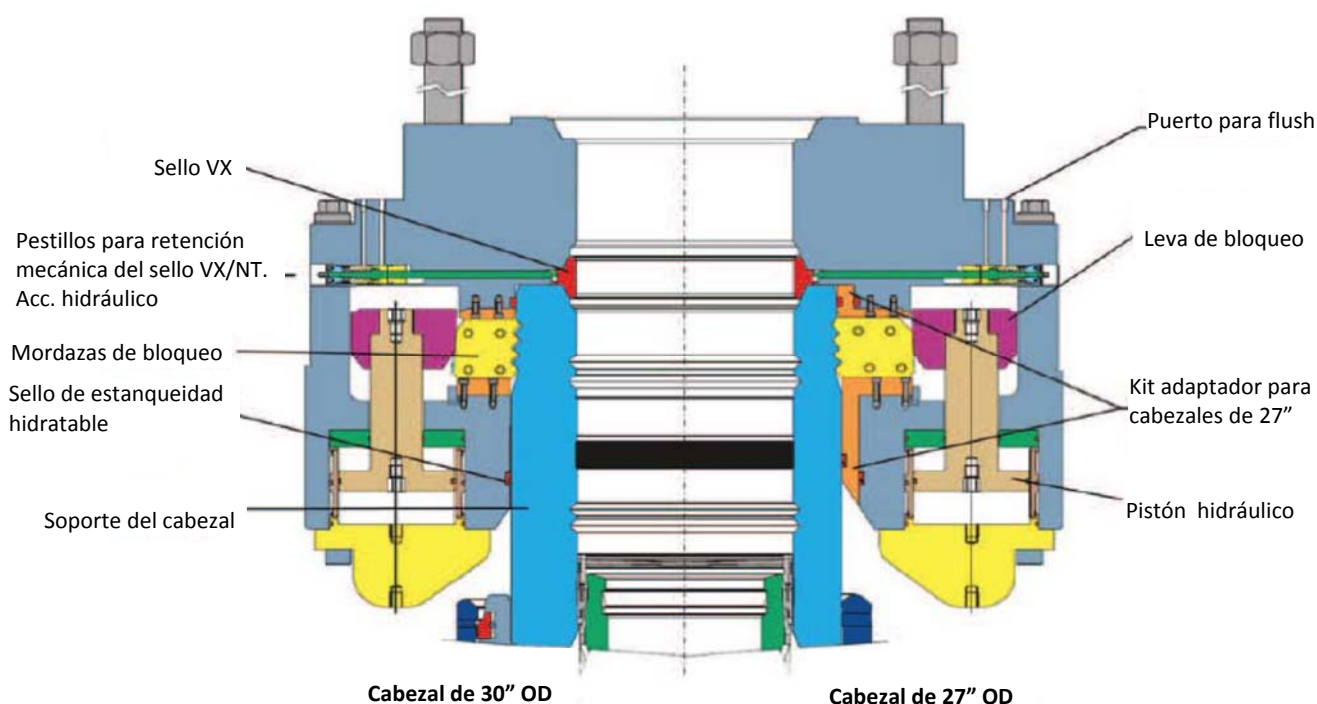


Fig. 9. Sección típica del conector para cabezal de pozo. VETCO GRAY

En la *Fig. 9* se ha representado el corte en sección de un conector típico para cabezales. Todos los equipos que se conecten al pozo, BOPs, Árboles, herramientas especiales, etc, han de tener este tipo de conector, que orienta, fija y bloquea en la misma alineación del eje del pozo el equipo a conectar, además de sellar el interior del pozo con el entorno marino circundante. Estos conectores se actúan hidráulicamente y operan con ROV. La prueba hidráulica a la que se les somete una vez instalados es para verificar que los sellos están bien montados y no existe comunicación entre el pozo y el mar.

2.1.3. ÁRBOLES

Los árboles instalados sobre los cabezales de pozos offshore proporcionan el primer sistema de cierre y contención de presiones de un pozo y controla el flujo de producción o de reinyección. Un árbol para aplicaciones subsea está diseñado para el control de caudales de hidrocarburos desde el pozo a través de una colección de válvulas y accesorios. Las válvulas se diseñan y disponen de tal forma que permiten que el pozo ser penetrado externamente por accesorios o herramientas conectadas a tubería de perforación o cables. Algunas otras funciones de los arboles incluyen la inyección de químicos, monitorización de puntos interiores del pozo y acceso vertical para intervención.

Los diseños de árboles empleados en aplicaciones subsea, XTs (Christmas Trees), se dividen en dos grupos, árboles horizontales y árboles convencionales de doble paso o verticales. Debido a las limitaciones de diseño en las dimensiones del tubing de producción para árboles de doble paso, el foco del esfuerzo tecnológico ha estado centrado en el desarrollo de nuevos árboles verticales con el mismo tubing de producción, 7", usado en los árboles horizontales. Con esto podemos resumir actualmente en dos tipos de árboles, horizontales y verticales.

En las *Fig. 10*, *Fig. 11* y *Fig. 12* se han representado esquemáticamente ambos tipos de árboles.

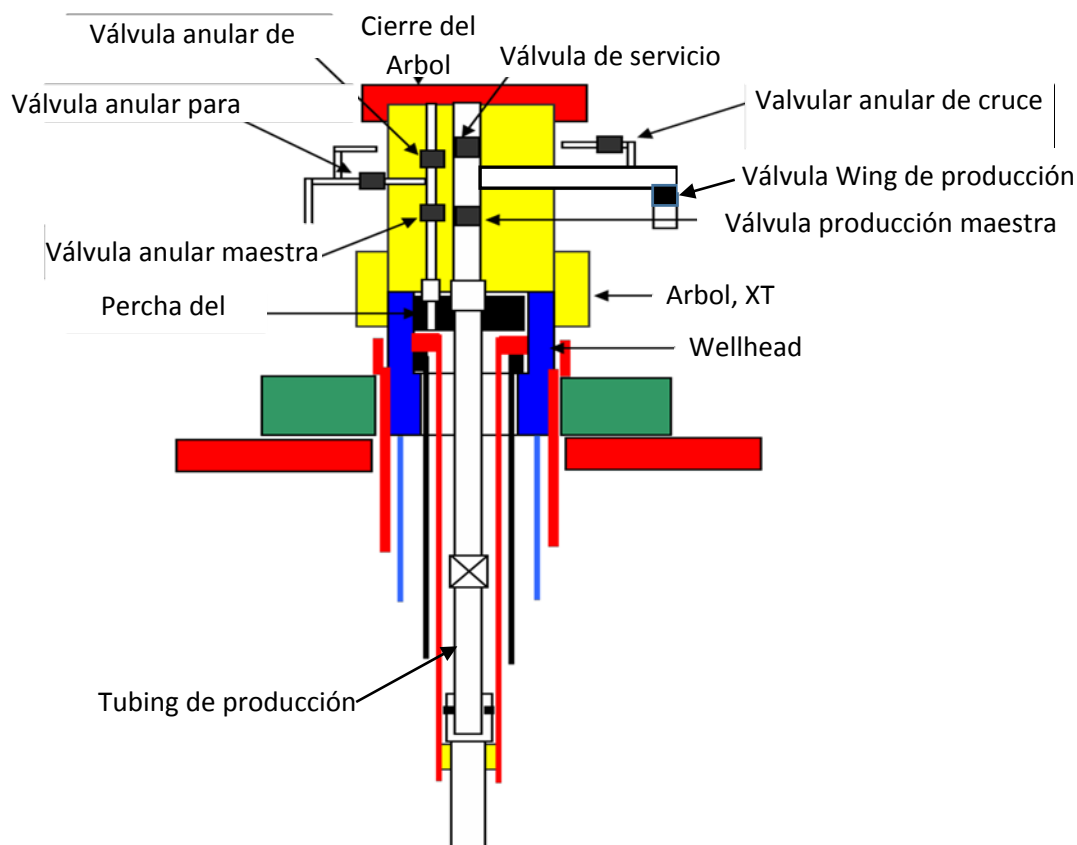


Fig. 10. Arbol Subsea Vertical, VX-mas tree. Ref. 3

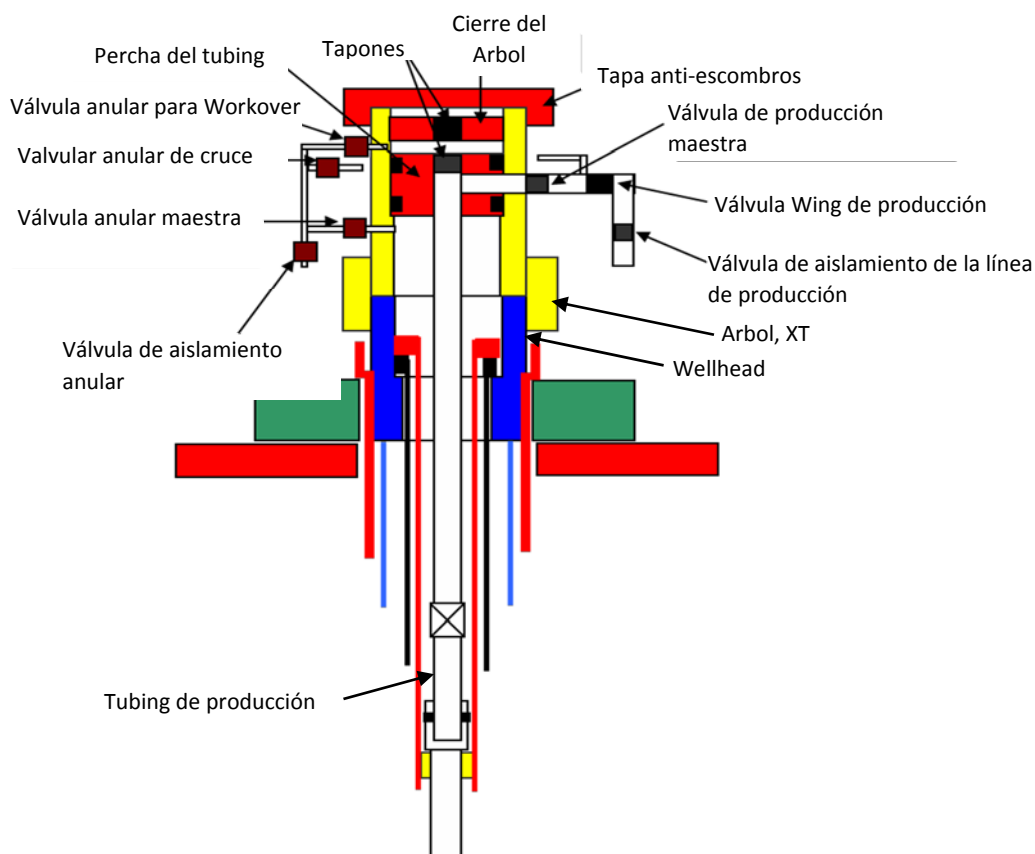


Fig. 11. Arbol Subsea Horizontal, HX-mas tree. Ref. 3

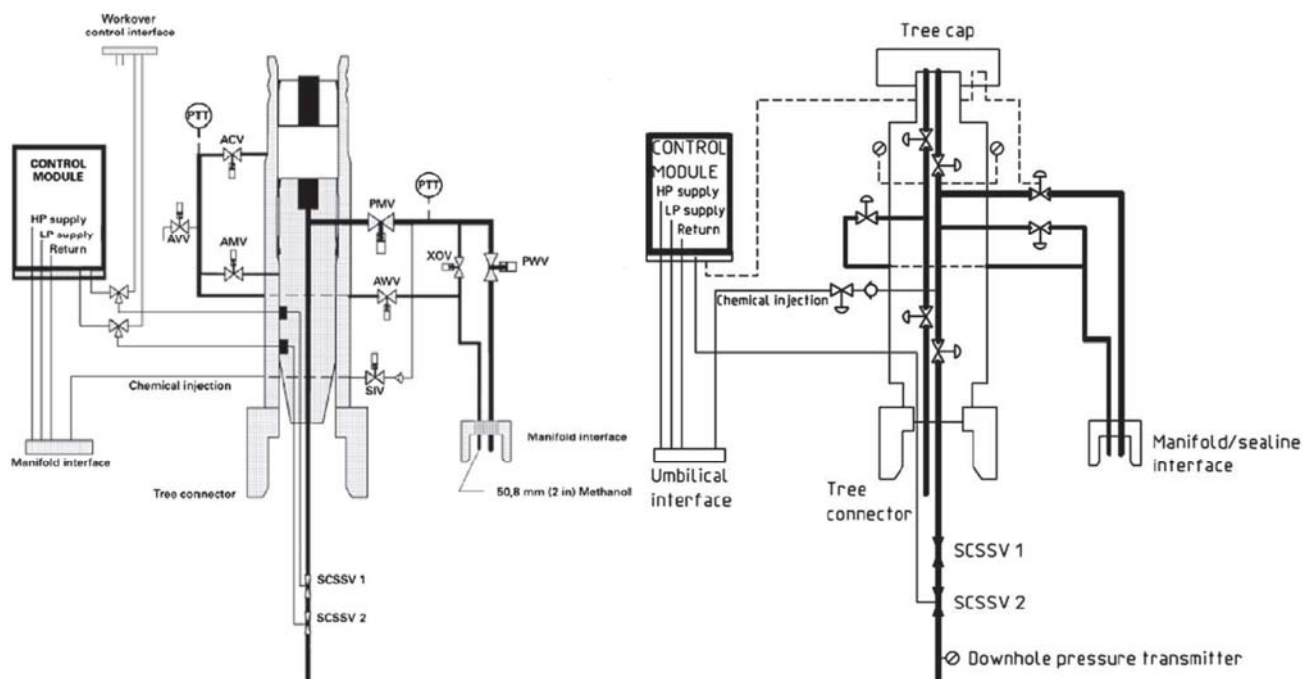


Fig. 12. Representación esquemática de árboles horizontal y vertical, HXT y VXT s/ API RP 17A

El objetivo en el diseño es reducir la altura de construcción para reducir la fatiga transmitida al wellhead cuando se instala el BOP sobre el árbol y reducir la altura de las estructuras de protección sobre las plantillas estructurales. Es importante reducir cargas transmitidas al pozo durante las operaciones de perforación, se perfora a través del árbol, terminación de pozo (instalación de tubing de producción), trabajos de workover, intervención o simplemente mantenimiento. Por ejemplo, para un sistema de árbol vertical, el BOP se posiciona sobre el wellhead en trabajos de workover y de instalación del tubing de producción, mientras que este se sitúa sobre el árbol de producción en un sistema horizontal. Por tanto el peso de un XT y el incremento de altura del

BOP, causa más esfuerzos en el wellhead en un sistema horizontal. Los sistemas horizontales tienen el tubing de producción instalado sobre el XT y no en el cabezal del pozo como en el caso de un sistema vertical, lo que hace del cabezal de pozo disponer de mayor sección para soportar mayores cargas de fatiga al carecer de alojamientos para el soporte de tubing. Esto supone una ventaja, ya que los XT horizontales permiten la sustitución del tubing sin desmontar el árbol. En cambio, si se requiere el reemplazo del árbol, se hará necesario quitar primero el soporte del tubing y esto puede suponer un tiempo y coste elevado.

El objeto de las válvulas en un árbol de producción es:

- Válvula de seguridad bajo el pozo, DSHV o “Down Hole Safety Valve”. El caudal de producción atraviesa esta válvula instalada en el casing de producción, justo bajo el cabezal del pozo, y corta la producción en caso de que se detecte una avería, fuga o sobrepresión, aislando la producción del tubing del cabezal del pozo. Primera barrera contra la presión del pozo.
- Válvula de Producción Maestra, PMV o “Production Master Valve”. Corta completamente la producción que se extrae del pozo a través del tubing en condiciones de producción normal. Es la segunda barrera contra la presión del pozo. Suele ser una válvula de 5 ½” actuada de doble sello con seguridad a fallo en posición cerrada.
- Válvula Anular Maestra, AMV o “Anulus Master Valve” y válvula de acceso anular, AAV o “Anulus Access Valve”. Se usa para equalizar la presión entre el espacio superior e inferior del soporte del tubing durante la producción normal.
- Válvulas Wing. Controlan la producción, inyección y la producción de la zona anular. Suele ser una válvula de 5 ½” actuada de doble sello con seguridad a fallo en posición cerrada.
- Válvulas de cruce XOV o “Cross Over Valve”. Esta válvula comunica la zona anular con la línea de producción. Está normalmente aislada. Se puede usar para pasar fluido durante las operaciones “Kill Well” o para limpiar obstrucciones por formación de hidratos.
- Válvula de regulación o “Choke Valve”. Controla el flujo de producción y está localizada aguas debajo de la válvula Wing. Está operada habitualmente por un actuador hidráulico. Es desmontable y propensa a riesgo de colisión, por su protuberancia.

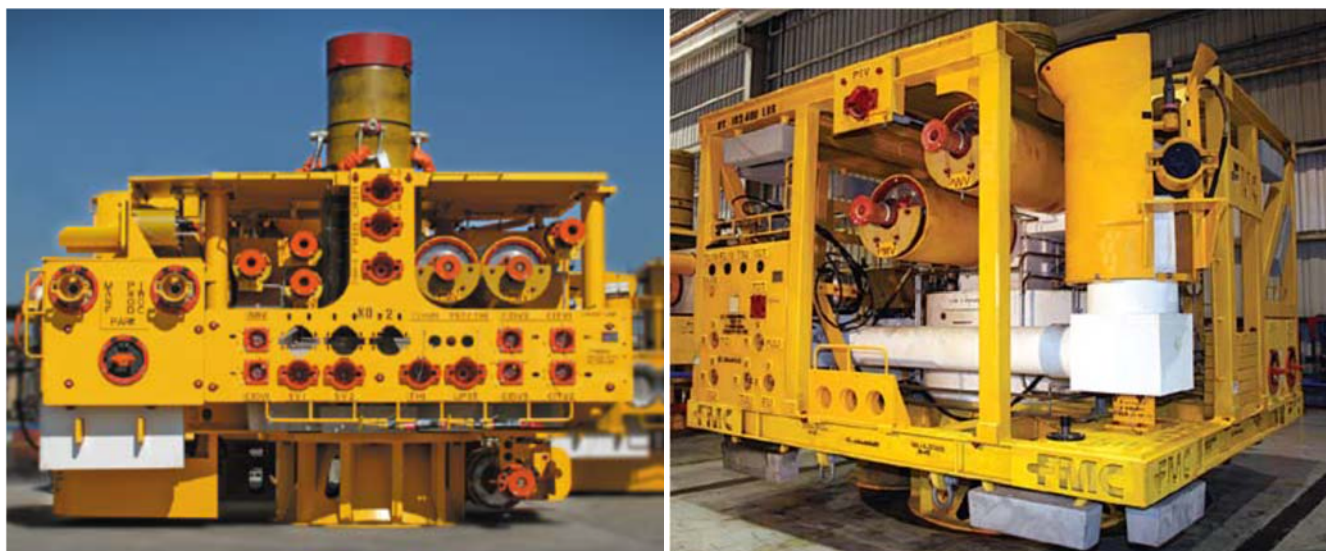


Fig. 13. Árbol horizontal, EHXT 10K (izquierda) y Árbol vertical, EVXT-15k. FMC Technologies

En la plataforma continental noruega es tradicional el uso de árboles horizontales, HXT. El criterio de selección entre arboles verticales u horizontales varía por regiones.

La capacidad de admitir tubing de producción en grandes diámetros ha sido el principal factor de selección de los HXT. La eficiencia de instalación depende de la arquitectura que se seleccione para el desarrollo subsea. Como esta arquitectura varía por regiones o áreas productivas, esta razón se vuelve en criterio de selección a la hora de elegir los árboles. El desarrollo de algunos campos se planea por perforaciones en sectores dispersos de

pozos, seguido de la instalación de tubing de producción y árboles en esos sectores. Otro criterio de selección suele ser la disponibilidad de utillaje de manipulación y mantenimiento, con el que se ahorra en inversión inicial y orienta la selección final.

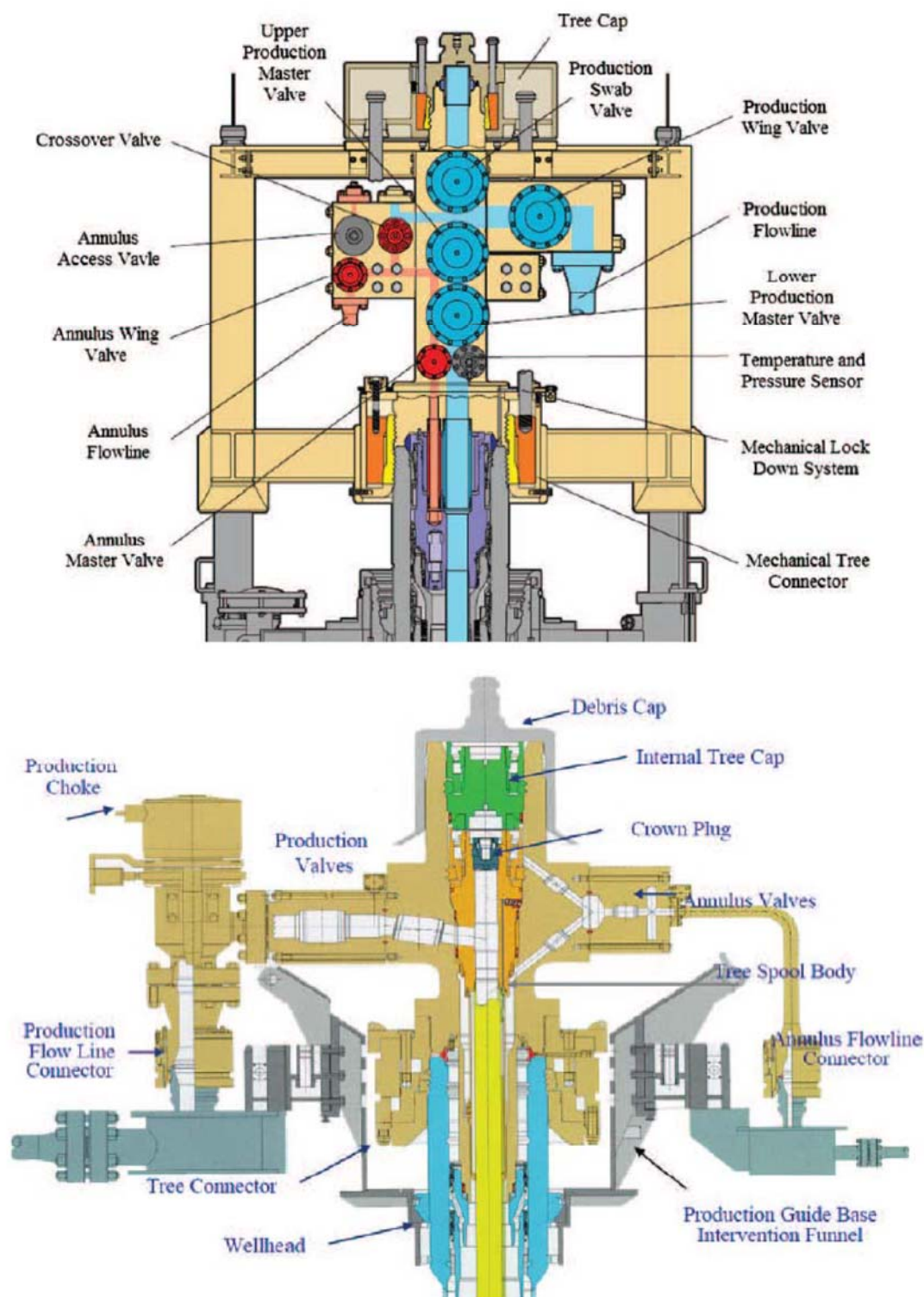


Fig. 14. Componentes típicos de un Árbol horizontal, (abajo) y Árbol vertical, (arriba). Dril-Quip

La evolución en el diseño de los árboles ha llevado a unidades de mayor peso y tamaño en sus últimos diseños. Especialmente el peso, empezó a ser un problema debido a la limitación en la capacidad de las grúas para la manipulación e instalación de los árboles. Los primeros HTX pesaban en torno a las 30 t. Los árboles actuales pueden sobrepasar las 70 t. El incremento de peso está gobernado por diferentes factores como por ejemplo el incremento en los diámetros del tubing de producción, 7", que conlleva mayores diámetros de accesorios y válvulas, instalación de medidores multifase combinados con unidades de control de caudal incluyendo los

sistemas de estrangulación de producción. La estandarización de los equipos en lo que se refiere a conectividad con las SCMs requiere de la incorporación de voluminosos conectores y controles que incrementan peso y dimensiones.

Resumiendo, las principales características de los arboles horizontales y verticales se pueden resumir a continuación:

- Árboles verticales:
 - o Las válvulas maestras están instaladas sobre el soporte del tubing de producción.
 - o Los arboles verticales se aplican extensivamente en pozos submarinos por su flexibilidad en la instalación y operación.
 - o La sección de producción y anular pasa verticalmente a través del cuerpo del árbol. Las válvulas maestras y de servicio están instaladas en vertical.
 - o El soporte de tubing de producción se instala sobre la cabeza de pozo, con lo que se el árbol se puede recuperar sin tener que recuperar el tubing.
 - o Con más empacho y más pesado que un HXT
 - o Con aplicación a pozos de gas, donde las intervenciones son raras o inexistentes y el HXT no aporta ventajas.
- Árboles horizontales:
 - o Las válvulas se montan en el lateral del árbol, posibilitando la intervención simple del pozo y la recuperación del tubing.
 - o Este concepto presenta ventajas para pozos que necesitan intervenciones repetidas en su vida operativa.
 - o Las válvulas de servicio no se usan en el HXT cuando tienen instalación de bombas sumergibles de limpieza.
 - o La característica clave de los HXTs es que el soporte del tubing se instala sobre el cuerpo del árbol y no en el cabezal del pozo.
 - o Se requiere la instalación del árbol antes de que se complete el pozo.
 - o Coste de adquisición muy superior al del VXT, del orden de entre 5 a 7 veces más caro.
 - o De aplicación en reservas complejas, con workovers o intervenciones frecuentes, que requieran el reemplazo del tubing de producción. No es habitual en pozos de gas donde no se requieren intervenciones frecuentes.

Los requerimientos de diseño y selección de un árbol se pueden estructurar de la forma siguiente:

1. Funcionales
 - a. Apertura y cierre de la producción del pozo
 - b. Control y monitorización del flujo de producción, velocidad, presión, temperatura, arena, etc
 - c. Interfase para la conexión entre el pozo y las líneas de producción, "Flowlines"
 - d. Inyección de químicos en el pozo o en las flowlines.
2. Capacidades
 - a. Resistencia mecánica
 - b. Rigidez
 - c. Estabilidad térmica. Las temperaturas de operación han de estar entre los 35°F (1 °C) y 250 °F (121 °F)
 - d. Durabilidad
 - e. Fiabilidad
3. Rendimiento
 - a. Integridad frente a la presión. Las presiones de diseño están estandarizadas en 5000 psi (34.5 MPa), 10000 psi (69 MPa), 15000 psi (103.5 MPa) y 20000 psi (138 MPa)
 - b. Materiales
 - c. Fugas

- d. Ciclos de funcionamiento
- e. Fuerzas y pares de operación

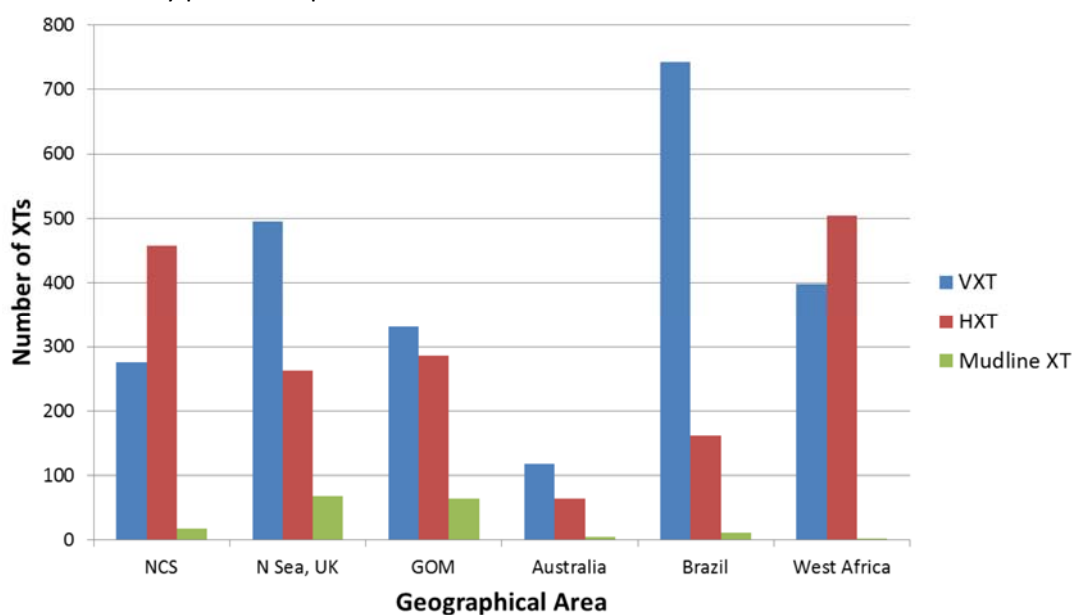


Fig. 15. Instalación de árboles submarinos, XT's, en las principales áreas offshore, por tipos Ref.1

- 4. Económicos
 - a. Selección adecuada de los materiales base
 - b. Estandarización
 - c. Procesabilidad

En las gráficas a continuación se representa la evolución en la instalación de árboles de producción submarina a lo largo de los años, por áreas y por tipología. En Fig. 15 se hace referencia a “mudline XT's”. Estos son arboles instalados en pozos para deposición de lodos de perforación construidos en campos de gran desarrollo que requieren pozos de vertido que reducen los costes de acarreo a tierra de detritus.

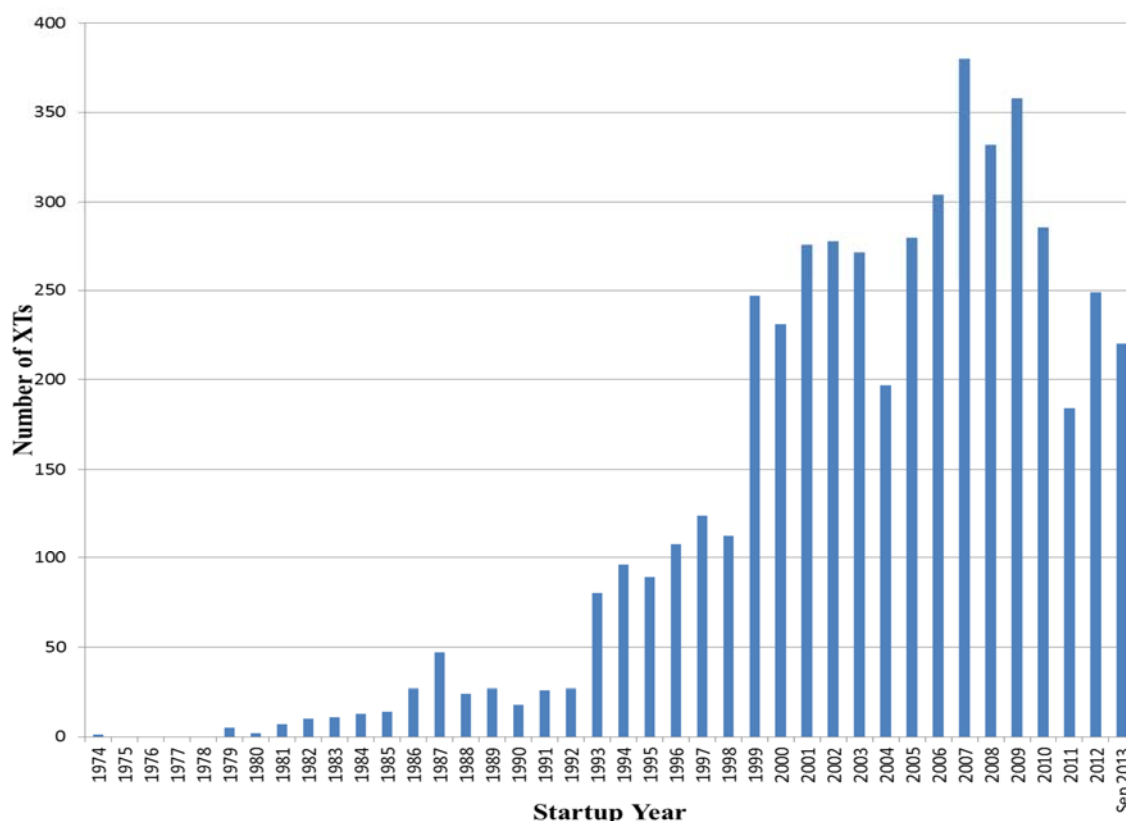


Fig. 16. Evolución en la instalación de árboles submarinos, XT's. Ref.1

2.2. COLECTORES DE PRODUCCIÓN.

2.2.1. MANIFOLDS Y PLANTILLAS DE PRODUCCIÓN.

La instalación de manifolds en el fondo marino permite la producción, control y canalización de varios pozos en una sola línea de producción. Un manifold es un arreglo de tuberías, válvulas, conexiones e instrumentos ensamblados a una estructura metálica, cuya función es recolectar el caudal de producción de varios pozos para reducir el número de líneas de producción. Son diseñados para manejar la producción de 4, 6 y 8 pozos.

La instalación interna de tubería se diseña para realizar las siguientes rutinas.

- Paso de “pig” de limpieza y monitorización de las condiciones interiores de la tubería
- Aislamiento de pozos que permita la medición y muestreo de producción en distintos pozos.
- Realizar la inyección de inhibidores.

Dependiendo de las funciones del manifold y componentes a controlar y monitorizar los manifolds pueden tener su propio módulo de control, o bien ser operados desde el módulo de control del árbol.

Los componentes principales que incluyen los manifolds son usualmente:

- Estructura del manifold. Protege las válvulas y tuberías.
- Loop para lanzamiento y recogida del “pig” para limpieza y monitorización, “pig launcher” y “pig receiver”.
- Conectores con conexiones de entrada y salida de las líneas de caudal.
- Tubería de trabajo. Su función es transportar los fluidos de producción o inyección.
- Válvulas para el control de dirección de fluidos de producción e inyección.
- Instrumentación. Proporciona datos al operador por medio del sistema de control.
- Caudalímetros para control de flujo de producción
- Módulo de control, que suministra la energía eléctrica y las señales de control, así como la transmisión de información.

El diseño de manifolds y las plantillas integrales sobre las que se montan, skids o estructuras metálicas de soporte e instalación, varía con el área y las regulaciones locales. La selección de plantillas integrales con manifolds está orientada principalmente a reducir el número de unidades instaladas en el fondo marino, minimizar las operaciones de interconexión submarina así como limitar la huella que permita reducir los costes en las estructuras de protección. La plantilla integrada ha de cumplir las siguientes funciones:

- Proporcionar soporte para guía de conductores, casing y cabezales durante los trabajos de perforación submarina de pozos.
- Estructura de fundación para soporte del peso de manifolds, sus interconexiones y equipos auxiliares, que limite los asentamientos diferenciales y provea estabilidad.
- Soporte de las interconexiones de umbilicales y las líneas de exportación y de inyección.
- Soporte la unidad de distribución submarina y acumuladores hidráulicos para los sistemas de control.
- Soporte de los módulos de control de manifolds, MCM (“Manifold Control Module”).

En regiones expuestas a explotación pesquera que usan artes de fondo, o donde sea posible la caída de objetos, se requiere la protección de las instalaciones submarinas con estructuras específicas que permitan su retirada mediante accionamientos remotos para el acceso a los equipos protegidos.

La tendencia actual es la de diseñar módulos que reduzcan tiempo de diseño y construcción que minimice el tiempo de suministro permitiendo a la vez una reducción en el tiempo de instalación y comisionado. De esta forma se podrá anticipar el inicio de las actividades de perforación y la realización simultánea de diversas actividades. Estas soluciones serán más atractivas cuando se incrementa el número de unidades a instalar permitiendo estandarizaciones. Esto además potencia la intercambiabilidad de los equipos, que permite una mayor flexibilidad y minimiza el riesgo de errores en el encaje o alineación cuando se instalan los manifolds en

la plantilla. El diseño modular es también motivado por la necesidad de desmontar, retirar y sustituir un manifold en caso de mal funcionamiento o avería.

La modularización de la estación submarina es también una cuestión de balance entre la funcionalidad que aporta contra la complejidad y costes derivados de la implantación y la operación durante el tiempo de explotación económica del campo. Es habitual actualmente que las válvulas de control de caudal para la producción del pozo se localicen en un módulo separado junto a un medidor multifase si este es instalado. Esta unidad se conoce como el módulo de control de caudal, FCM (“Flow Control Module”) o CMB (“Choke Bridge Module”). Este módulo contiene los componentes que requieren mantenimiento y se disponen juntos para una retirada fácil. En este caso ni el manifold ni los árboles a los que controla se necesitaran retirar de su localización. El diseño de todos estos equipos se han de diseñar con el suficiente número de barreras, de tal forma que un árbol conectado al manifold pueda ser retirado mientras los otros se mantienen en producción.



Fig. 17. Manifold subsea para cuatro pozos.

2.2.2. PLEM

El PLEM por sus siglas en inglés “Pipe Line End Manifold” es un equipo de cuya función es unir el flujo de producción de dos pozos mediante un conjunto de válvulas, tubería y puntos de conexión.

Es un skid de diseño simple que solo tiene dos entradas y una salida. Se puede considerar como un manifold conectado directamente con la tubería de producción. Por lo general se emplea en campos de poco desarrollo, que no justifican la implementación de manifolds.

Representa un punto de anclaje y absorción de cargas en la conexión con riser de producción y representa la interfase ente este y los equipos de fondo.



Fig. 18. PLEM. Apply Nemo

2.3. LINEAS DE CONDUCCIÓN.

2.3.1. LINEAS DE INTERCONEXIÓN, JUMPERS

Los sistemas de interconexión son aquellos que conectan la cabeza del pozo con los distintos equipos submarinos que se disponen en el fondo marino, previamente a la conexión con las estructuras flotantes o de tierra. Estos sistemas tienen tipologías específicas dependiendo de la zona de operación.

En la plataforma continental noruega, la mayoría de los campos submarinos tienen soluciones de plantilla y manifolds. Esta solución tiene influencia en el diseño de las interconexiones entre los diferentes cabezales de pozo y con líneas existentes de transporte como las descritas en anteriores volúmenes de este proyecto fin de carrera. La interconexión entre los equipos se puede hacer con conectores horizontales o verticales. La preferencia en las costas noruegas es la de utilizar sistemas de conexión horizontal por su menor empacho en altura y superficie en el fondo marino.

Las aplicaciones típicas para aguas profundas, los spools de interconexión se instalan desde la vertical, descendiendo desde la plataforma o buque de instalación. De esta forma el eje de entrada del conector es orientado en dirección vertical, incluso si se utiliza conectores horizontales. Los útiles de conexión son previamente instalados en los spools antes de enviarlos al fondo.

Los sistemas de conexión vertical necesitan un cuello de cisne para aportar suficiente flexibilidad en la conexión para absorber las expansiones térmicas y las tolerancias de fabricación.

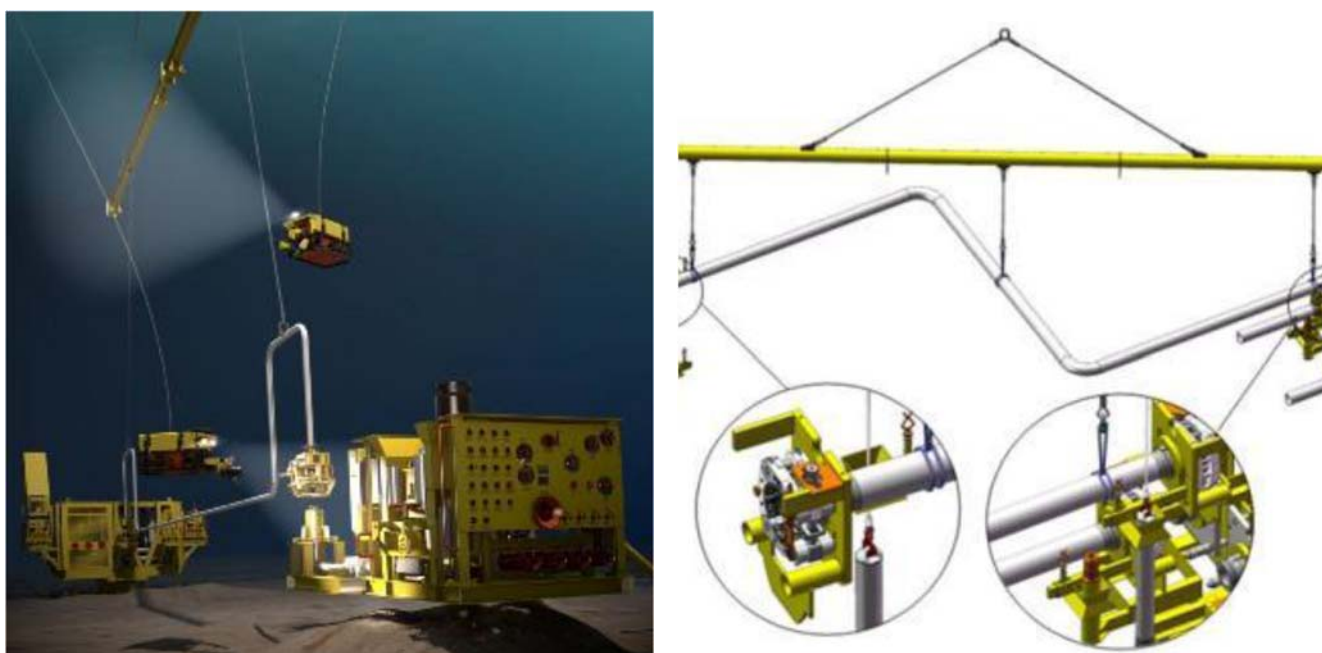


Fig. 19. Sistemas de interconexión submarina. Sistema vertical (izq.) y Sistema horizontal (der.). Ref. 1

El montaje de los spools está asistido por ROVs operados desde la plataforma offshore. La fabricación ha de tener un elevado control dimensional para su encaje perfecto durante la instalación. La validación del spool fabricado se hace tras una verificación de la instalación de los equipos en el fondo y las cotas de los puntos a conectar con instrumentación electrónica e inspecciones visuales con asistencia ROV.

Los equipos se conectan con líneas de producción, líneas de servicio (inyecciones de químicos, salmueras, etc) y líneas de control y mando. Se requieren spool de tubería rígida y umbilicales o cableado eléctrico.

Los equipos que se interconectan son árboles, manifolds, PLEMs, PLETs, boosters, módulos para tie-ins, SDUs, etc. Ver [Fig. 5/7](#).

2.3.2. FLET/PLET

El FLET, “Flow Line End Termination” y el PLET “Pipe Line End Termination” son equipos cuya función es proveer un punto de conexión entre un jumper de línea de flujo proveniente de un equipo con un ductor de producción principal hacia la plataforma o tierra. La única diferencia entre estos dos es que el FLET se dedica a la conexión dentro de un mismo campo y el PLET para unir la línea de producción entre dos campos. Al estar montados sobre estructura permite su lastrado para fijación al fondo, y presentar un punto fijo que absorbe las cargas en la conexión y su transferencia al fondo marino. Los PLET se colocan a continuación de los manifolds para la conexión a los risers de producción.

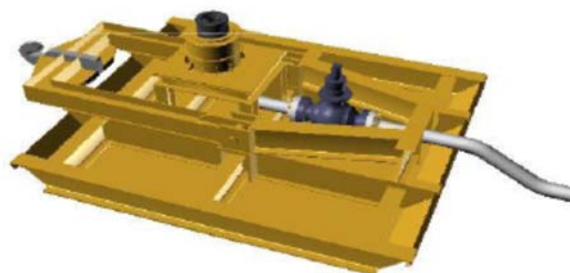


Fig. 20. PLET

2.3.3. IN LINE SLED

El “In Line Sled” es un equipo que es utilizado como punto de conexión del ducto principal de producción que permite la incorporación de un pozo a una corriente de hidrocarburos de otros campos. El in line sled se instala junto con la línea de flujo o de producción y puede ser configurada para conectarse con jumpers horizontales o verticales. Este se utiliza principalmente, en la extensión de campos o en la conexión de pozos aislados.



Fig. 21. In Line Sled. FMC Technologies

2.3.4. LINEAS DE PRODUCCIÓN

Las líneas de producción son tuberías para el transporte del caudal de producción sobre el lecho marino desde el equipamiento submarino hasta los risers o instalaciones en tierra, denominadas en inglés como “flowlines”.

Las tuberías de producción y exportación conocidas como “sealines” son de grandes longitudes y diámetros, por lo general enterradas o asentadas en el lecho marino, que se utilizan para el transporte del hidrocarburo a las instalaciones deseadas, (generalmente a tierra). Operan a baja presión.

2.3.5. RISERS

Los risers de producción son tuberías de interconexión con cierta flexibilidad que transportan los hidrocarburos desde el lecho marino hasta las plataformas flotantes o buques de proceso y almacenamiento, FPSO.

Un desarrollo completo de los risers de producción y de perforación.

2.4. SISTEMAS DE CONTROL

El desarrollo tradicional de los sistemas de instrumentación se ha centrado en la actualización de instrumentación para monitorización de presiones y temperaturas de los fluidos de producción, localizados en los árboles. La integridad del tubing de producción es evaluada por monitorización de la presión entre el flujo de producción y el espacio anular entre tubing y casing, a través de sensores localizados en el XT. Para la línea de producción, la instrumentación se sitúa normalmente aguas debajo de la válvula maestra de producción. Muy pocos instrumentos se instalaron para la monitorización de los equipos en sí. El sistema de control multiplexado (sistema hidráulico y eléctrico) tiene la posibilidad de monitorizar el estado de las solenoides de las válvulas piloto en el SCM. La condición del suministro eléctrico a través del umbilical se monitoriza desde la unidad de potencia de la plataforma.

En la actualidad, los árboles y manifolds se implementan con un mayor número de instrumentos y se han equipado también con medidores multifase que aportan gran fiabilidad a la operación. Los medidores multifase se han instalado para optimizar la producción y se han impuesto en la deslocalización de los pozos de producción, cuando diferentes operadores están produciendo a través de la misma infraestructura a la unidad de proceso.

La industria ha evolucionado en diferentes pasos en referencia con la operación de válvulas, desde válvulas operadas por submarinistas, pasando por control hidráulico directo hasta el control electro-hidráulico multiplexado que es el estándar de la industria submarina en la actualidad. Los actuadores eléctricos para un árbol todo eléctrico, aunque discutido durante largo tiempo, no parece que vaya a tener aplicación. De cualquier modo, un número restringido de sistemas han sido instalados o están en proceso para ser instalados en las instalaciones de comprensión submarina, donde la velocidad de los actuadores y el número de ciclos son críticos. Con la introducción de las instalaciones submarinas, se crea la necesidad de incrementar la potencia eléctrica disponible para la operación de motores eléctricos y sistemas de separación y sus sistemas de control. Además el traceado eléctrico de tubería se está haciendo cada vez más popular en las instalaciones submarinas a elevadas profundidades, con el consiguiente incremento en los consumos eléctricos.

Se están desarrollando para incrementar la instalación de las unidades de potencia hidráulica directamente en el fondo marino en vez de depender de la superficie, power packs instalados en las plataformas. Esto reducirá significativamente el número de líneas de control hidráulico en los umbilicales o la eliminación potencial de estos reduciendo con ello la complejidad en la fabricación y operación de los umbilicales actuales. Esta solución puede incluso evitar la limitación en distancia máxima que impone el uso de sistemas hidráulicos remotos. Estas soluciones se están implantando en la actualidad en los pozos más avanzados.

La fibra óptica se está implantando como medio de transmisión de información en la industria subsea, por la capacidad de transmitir infinitamente más señales que con cable de cobre y por su velocidad. El radio mínimo de curvatura es todavía el cuello de botella en el diseño de sistemas donde se dispone de espacios reducidos, como la instalación de instrumentos y transmisión de señales desde el fondo de pozo. El efecto de la humedad sobre los conectores de fibra óptica presenta soluciones a desarrollar. En la actualidad se mantiene la convivencia entre los conductores de cobre y de fibra óptica.

2.4.1. SISTEMAS DE CONTROL EN SUPERFICIE

Los equipos de control de superficie se ubican en plataformas, buques (FPSOs) o instalaciones de tierra. Se distinguen los siguientes equipos.

- Estación Maestra de Control, **MCS** ("Master Control Station"). Se compone de dos módulos que trabajan de manera simultánea, mientras uno de ellos monitorea los sistemas de superficie el otro monitorea los sistemas submarinos.
A su vez contiene la interface hombre-máquina, conocida como **HMI** ("Human Machine Interface"). Hardware y software diseñados específicamente componen esta interface.
- Unidad de Potencia Hidráulica, **HPU** ("Hydraulic Power Unit"). Se encarga de suministrar los fluidos de control hidráulico empleados para operar el equipo. Cuenta con bombas eléctricas de alta y baja presión para el suministro de los fluidos, a la presión de diseño para la operación de los equipos. Todas las válvulas y equipos utilizan baja presión a excepción de la válvula de tormenta. La válvula de tormenta está instalada dentro del pozo y es la primera barrera de seguridad en el control del pozo.
- Unidad de Potencia Eléctrica, **EPU** ("Electric Power Unit"). Se encarga de suministrar la energía mediante dos líneas de voltaje en corriente alterna (VAC), una de ellas de 230 VAC a los equipos superficiales y otra de 690 VAC a la TUTA para suministrar energía eléctrica necesaria a todos los equipos submarinos por medio del umbilical.

- Unidad de Inyección Química, **CIU** (“Chemical Injection Unit”). Se encarga de almacenar y suministrar los inhibidores químicos que serán inyectados para el aseguramiento de caudal. Este puede ser glicol o metanol para evitar congelación, para prevención de hidratos, así como para evitar la formación de asfáltenos, parafinas, incrustaciones y corrosión.
- Conexión en Superficie de Terminación de Umbilical, **TUTA** (“Topside Umbilical Termination Assembly”). Se destina a la distribución de los distintos servicios eléctricos, hidráulicos y de inyección de químicos entre las utilidades de superficie y el conector del umbilical para su transmisión a las instalaciones submarinas.

2.4.2. SISTEMAS DE CONTROL SUBMARINO.

Los equipos de control de superficie se ubican en plataformas, buques (FPSOs) o instalaciones de tierra. Se distinguen los siguientes equipos.

- Módulo de Control Submarino, **SCM** (“Subsea Control Module”). Se conecta con el MSC a través del umbilical y distribuye el control y mando a los distintos equipos de control de pozo, boosters, manifolds, etc.
- Módulo de Distribución de Umbilicales, **SDU** (“Subsea Distribution Umbilical”). Distribuye las señales recibidas por el umbilical de producción, que llega desde la plataforma de producción o se desdobla en el SUTA y la distribuye entre los diferentes arboles del campo.
- Módulo de Conexión Submarina de Terminación de Umbilical, **SUTA** (“System Umbilical Termination Assembly”). Conecta con el umbilical de producción y distribuye la señal entre diferentes módulos de control o distribución.



Fig. 22. SUTA

En la Fig. 23 se ha representado de forma esquematizada la arquitectura de control de un campo de producción offshore.

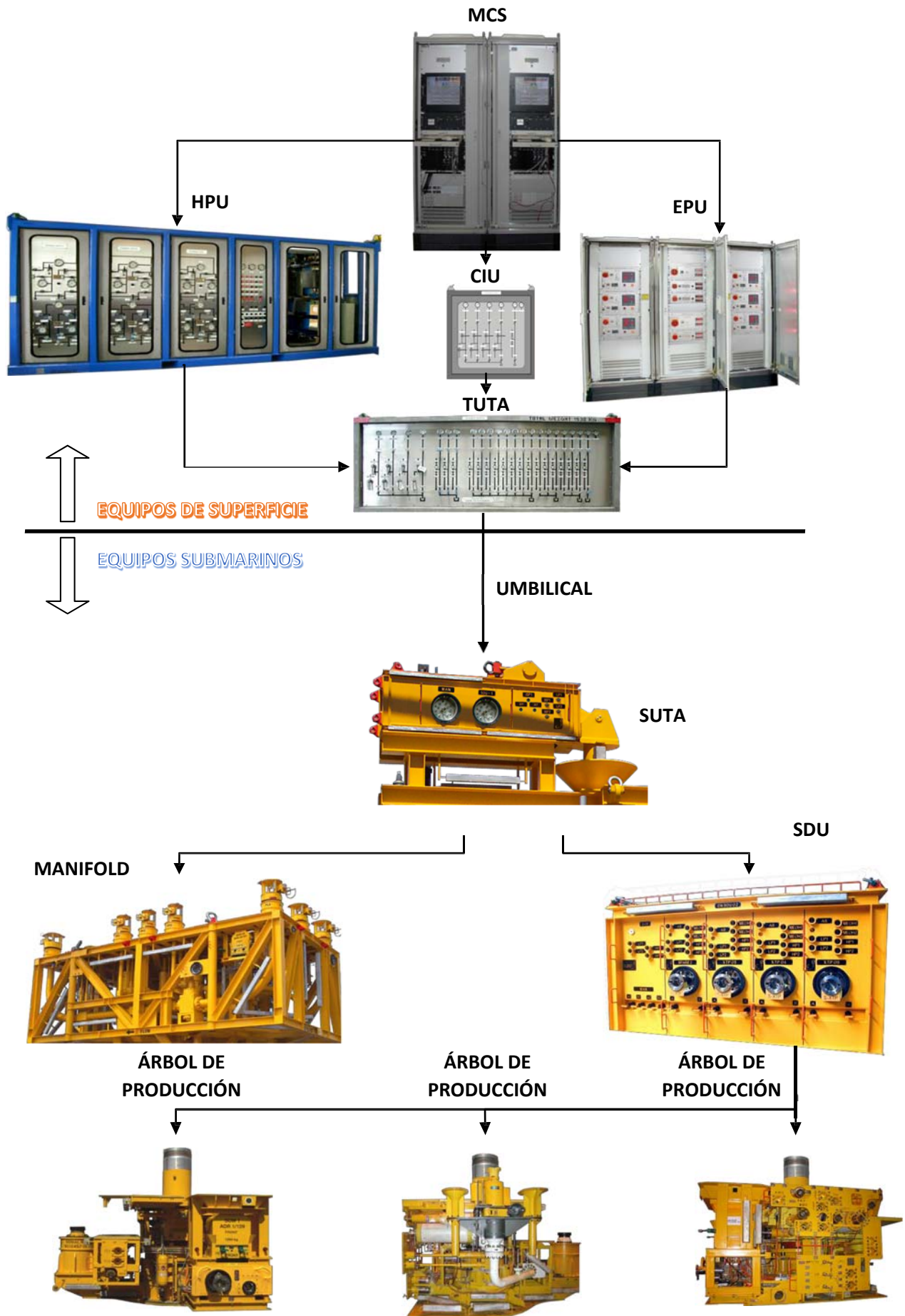


Fig. 23. Arquitectura de control subsea

2.5. INSTRUMENTACIÓN

La instrumentación se instala para la monitorización y control del fluido en los diferentes sistemas y equipos de producción, ya que existen varios factores que pueden afectar la producción como la precipitaciones de parafinas y asfáltenos, formación de hidratos, producción de arena, corrosión, incrustaciones, presencia de emulsiones y/o espumas.

Dentro de los sistemas submarinos los dispositivos más importantes son los siguientes:

- Medidores de presión y temperatura, estos dispositivos se instalan en árboles, líneas de flujo, manifolds y equipos de proceso, para controlar las condiciones del flujo de producción, detección de fugas y parámetros de proceso.
- Caudalímetros. Medición del caudal de producción para determinar parámetros de producción y durante las pruebas. Por lo general se instalan en los árboles, líneas de flujo, manifolds o en los equipos de proceso. Pueden clasificarse en monofásicos (gaseosa o líquida) o multifásicos.
- Medidores de corrosión. Se emplean para detectar la magnitud de la corrosión y el daño de la tubería, así como pérdidas del metal, ranuras, grietas y picaduras en los equipos. Generalmente son instalados en líneas de flujo, árboles y manifolds. Emplean sistemas de corrientes impresas y otros sistemas magnéticos.
- Medidores de producción de arena. Su función es monitorizar la producción de arena que se arrastra junto con la producción de hidrocarburos. Generalmente montados en los árboles, antes de válvulas, con el fin de minimizar los daños en los aientos y tuberías.

2.6. EQUIPOS DE PROCESO

Durante años la posibilidad de instalar equipos para procesar el hidrocarburo en el fondo marino ha sido considerada como futurible. La motivación para procesar el crudo o gas en el fondo marino antes de que llegue a superficie ha cambiado, desde la reducción del peso instalado sobre la cubierta de las plataformas de producción, reduciendo a su vez su tamaño y desplazamiento, hasta la de facilitar la producción en las etapas finales de explotación del pozo. El incremento en la recuperación de hidrocarburo es la clave del desarrollo de instalaciones de proceso en el fondo marino. Un beneficio adicional de llevar al fondo la instalación de proceso comparado con las instalaciones a flote o en tierra incluye la reducción de costes, optimización de la producción y reducción de riesgos en seguridad de los operadores. Además, la producción en campos con crudos pesados y/o bajas presiones de la reserva, podría hacerse viable o incrementarse con la instalación de equipos submarinos de proceso.



Fig. 16. Instalación de Separación, impulsión e inyección submarina. Tordis. Noruega

Los campos Perdido (GoM, 2010) y Pazflor (Angola, 2011) fueron los primeros campos con instalación submarina de sistemas de separación y bombeo en sus respectivas regiones. Ambos incluyen unidades de separación gas/líquido verticales, desde donde el gas fluye libremente hasta la plataforma de producción y la mezcla líquida es impulsada por bombas eléctricas instaladas en el fondo.

El campo Marlim (Brasil, 2011) es el primer sistema submarino instalado, para separación de crudo pesado y agua, con separador horizontal. El agua es re-inyectada para mantener la presión de la reserva, mientras el crudo y el gas son mezclados aguas abajo del separador y fluyen libremente hasta la superficie.

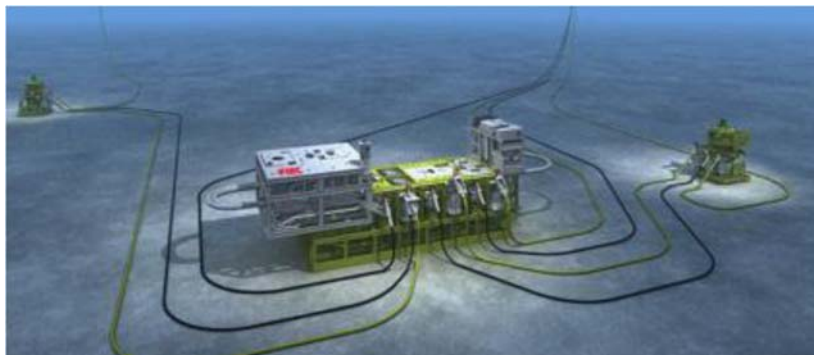


Fig. 17. Instalación de separación e inyección submarina. Marlim. Petrobras, Brasil. FMC Technologies

La industria subsea global, particularmente en Brasil, ha consolidado una considerable experiencia con bombas sumergibles eléctricas, ESP ("Electro Submersible Pumps"), localizadas en el fondo del pozo, que mejoran la producción en reservas con presiones reducidas.



Fig. 18. Situación mundial en el desarrollo de instalaciones submarinas. 2013. Offshore Magazine. INTECSEA.

En la actualidad se están desarrollando nuevos proyectos de compresión submarina para las zonas de producción de gas, principalmente en el Mar del Norte y Mar de Barents. El desarrollo de estos proyectos ha llevado al límite la complejidad en la tecnología subsea. Estos equipos se están instalando en campos plenamente desarrollados durante décadas, con el propósito de incrementar su producción.

El desarrollo de instalaciones subsea se puede clasificar a continuación:

- Unidades de separación
- Unidades de inyección
- Unidades de impulsión
- Unidades de compresión

El avance hacia campos en aguas cada vez más profundas estará íntimamente ligado a la implementación de sistemas de producción subsea que mejoren la producción y seguridad en la explotación.

REFERENCIAS

1. Subsea Facilities. Technology Developments, Incidents and Future Trends. DNV-GNL. 2014
2. Offshore Book. An introduction to the offshore industry. Offshore Center Danmark. 2010
3. An Introduction to Well Integrity. NTNU. 2012
4. Introduction to Offshore Petroleum Production System. Yutaek Seo. 2012
5. TIPOS DE PRUEBAS SUBMARINAS REQUERIDAS EN EL ARBOL SUBMARINO. Patricia Berenice González Prado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012

PAGINA EN BLANCO

1.4. TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO. DISEÑADORES OFFSHORE

- I. MOSS MARITIME
- II. AKER SOLUTIONS
- III. FRIEDE & GOLDMAN, Ltd
- IV. GVA
- V. GUSTO MSC
- VI. FRIGSTAD ENGINEERING
- VII. GLOBAL MARITIME
- VIII. SEVAN MARINE
- IX. FloaTEC, LLC
- X. Keppel FELS
- XI. BASSOE TECHNOLOGY
- XII. VERSABUOY
- XIII. SCIVITA INC
- XIV. HUISMAN
- XV. MODEC
- XVI. SBM OFFSHORE
- XVII. TECHNIP
- XVIII. AGILITY GROUP
- XIX. OTROS DISEÑADORES
 1. CIMC RAFFLES
 2. BREVIK ENGINEERING
 3. De HOOP/UBITEC

ANEXO I. MATRIZ DE DISEÑADORES Y
DISEÑOS OFFSHORE EN EL SIGLO
XXI

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO. DISEÑADORES OFFSHORE

La culminación del diseño de una plataforma offshore para la industria Oil & Gas es el resultado de una estrecha intimación entre diferentes tecnologías para conseguir los límites de operación que exigen los operadores y las tendencias del sector. Los límites de operación han evolucionado como consecuencia del incremento en la demanda energética global y otras consideraciones geopolíticas. El elevado coste de las operaciones de exploración y explotación de los recursos offshore frente a los recursos onshore, requiere de los diseñadores, tecnólogos y constructores el desarrollo de tecnologías que maximicen la producción y el acceso a fuentes donde la industria tradicional ha considerado inaccesibles.

La localización de la exploración offshore en las áreas tradicionales, desde mediados del siglo pasado, como el Golfo de México y el Mar del Norte, desarrollados tecnológicamente hasta las máximas cotas actuales, han favorecido una especialización de los diseñadores locales, que están dominando los avances tecnológicos del futuro inmediato. Compañías norteamericanas, inglesas y nórdicas están al frente del mercado. El incremento en el porte, dimensiones y peso de las unidades, siguiendo la misma tendencia que la industria naval civil, ha puesto en astilleros del extremo oriente el foco productivo mundial de unidades offshore, donde se construyen los flotadores, arman y reconvierten las mayores unidades de offshore actuales. Esto ha dado pie a desarrollos tecnológicos propios, tanto en flotadores como equipos de perforación-producción, con los que están accediendo al mercado internacional.

En todo proceso de diseño, tener una imagen de la evolución y las tendencias actuales en el diseño, es referencia imprescindible para acceder a un mercado tan especializado como el de la exploración y explotación offshore, donde la exigencia en la fiabilidad y la productividad se llevan al límite.

En este apartado se hace un recorrido por las carteras de diseños de las compañías especializadas del sector, con diseños construidos y sancionados operativamente.

Entre las compañías que se han considerado aquellas cuyos desarrollos tecnológicos incluyen el desarrollo de flotadores, semi-sumergibles, Jack-ups, monocascos, etc. y que son representativas del estado del arte actual. Muchas de estas compañías están diversificadas, no solo tienen desarrollos para perforación offshore, objeto de este proyecto final de carrera, sino que tienen departamentos de desarrollo en otros sectores de la industria offshore o naval.

El desarrollo de semi-sumergibles se basa en la evolución de series de flotadores, series de las que se han construido diferentes unidades y las que se han armado con sistemas diferentes en función de las necesidades del operador. Unos nuevos requerimientos y límites operativos han dado lugar a evoluciones del mismo diseño o la aparición de uno enteramente innovador. Las SSDRs se pueden claramente distinguir por tipo de diseño de un determinado diseñador, y así se incluyen en las hojas de datos de los contratistas. Esta es una tendencia ya consensuada en el mundo de la construcción naval encaminada a la producción en serie de un diseño base, que en el mundo offshore se impuso desde que se inició su expansión.

Con la inclusión de este documento en el proyecto, se intenta actualizar y poner de relieve, las bases y tendencias a seguir en el diseño de unidades offshore.

I. MOSS MARITIME.

Ref. 1

Moss Maritime suministra tecnología en transporte de gas, plataformas offshore y embarcaciones para aplicaciones especiales offshore, con experiencia durante más de 35 años. Es una empresa perteneciente al grupo ENI-Saipem, con oficinas centrales en Oslo, Noruega, y oficina satélite en Houston.

En la cartera de suministros de Moss Maritime se encuentran los siguientes productos.

1. LNG TECHNOLOGIES. Tecnologías en gas licuado.

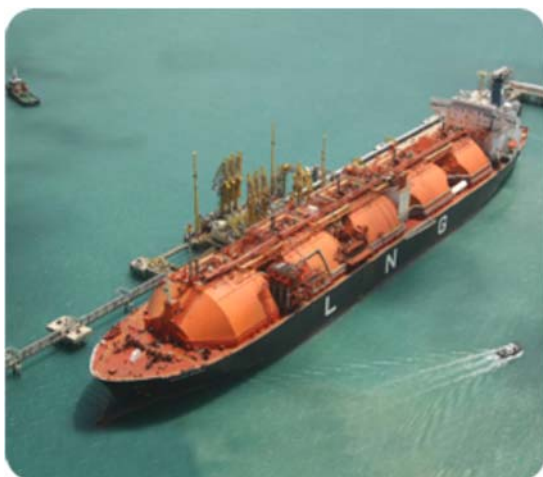
1.1 **LNG Carriers.** Más de 100 unidades diseñadas y construidas hasta 265.000 m³ de capacidad máxima.

- o Arctic Princess, construido en 2006, eslora de 221 m, 84.878 toneladas de peso muerto.



1.2 **FSRUs,** Floating Storage and Regasification Units. Instalaciones a bordo de buques gaseros o buques dedicados

- o Golar Spirit FSRU, construido en 1981, se convirtió en 2008 a FSRU, con una capacidad de 129.000m³ de almacenamiento y 2.5bcm/y de capacidad de regasificación.



1.3 **FLNGs,** Floating Liquified Natural Gas, sistemas para instalaciones en equipos de producción de NGL a flote, FPSOs o FLNGs.



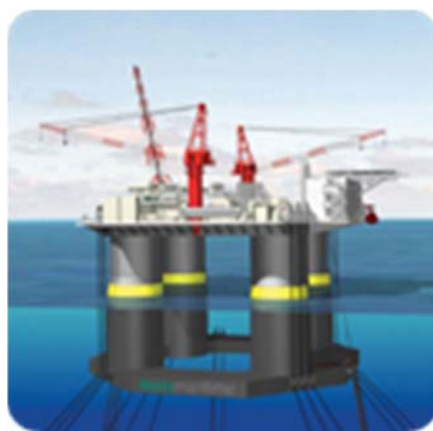
2. FLOATING PRODUCTION UNITS, FPU. Unidades de producción flotantes.

En diferentes configuraciones, monocasco o plataforma, unidades de producción offshore para oil & gas.

2.1 OCTABUOY CLASSIC. Semi-Sumergibles ultra profundas. Diseñadas para operaciones de pozo “Dry Wellheads” y risers en catenaria de acero. Su diseño profundo le provee de una mínima sensibilidad a los movimientos de arfada. Con capacidad para producción y almacenamiento, así como trabajos de perforación y reparación de pozos. Para instalación amarrada en medioambientes duros.



2.2 OCTABUOY SDM (Shallow Draft Mooring). Semi-sumergible con columnas conectadas en cuadrícula, para aguas poco profundas, con mínima respuesta a las arfadas



2.3 FPSO. Floating Production Storage and Offloading. Unidades de nueva ejecución y conversiones sobre cascos existentes.

- o Berge Helene, localizado en el campo petrolífero de Chinguetti, Mauritania. Sobre el casco del petrolero ESSO Picardie construido en 1976, se modificó en 2003. Eslora 348.8 m, capacidad de almacenamiento de 2 Mbbl, procesado de crudo de 75000 bbl/d y compresión de gas de 54 mmscfd.



3. DRILLING AND SERVICES PLATFORMS. Plataformas de perforación y servicio.

3.1 WELL INTERVENTION PLATFORMS. También conocidas como de servicio. Plataformas para servicios a pozos. Plataformas multi-servicio, que disponen de sistemas de posicionamiento dinámico para el mantenimiento de su posición. Diseñadas para la intervención en pozos para su regeneración, reactivación, etc.

- o Stena Don. DPS 3, con capacidad para perforación, completar y mantener pozos offshore, para profundidades entre 420 y 1640 pies.



- o Ocean Yatzu. Semisumergible construida en 1989, con capacidad de operación entre 3000 y 20000 pies.



- o Moss CS30 Well. Derivada de la plataforma de perforación, se ha diseñado específicamente para intervención, con dos moon pools en cubierta que aumentan la capacidad de operación con múltiples líneas al fondo. Llama la atención el diseño optimizado de sus pontones, con sección variable.



3.2 SEMI-SUBMERSIBLES DRILLING RIGs, SSDRs. Plataformas de perforación semi-sumergibles. Con una experiencia de 20 años, han creado una línea de diseño adaptada a las necesidades aparecidas en el mercado con el incremento de la profundidad y ambientes de explotación.

- Tipo CS50 & CS60. Diseñadas para DPS y operación en aguas ultra-profundas y ambientes severos. Instalan derrick doble para actividad dual con el consiguiente ahorro de tiempo, con sistema de perforación de alta capacidad y eficiencia.

- o CS50 MKII West Phoenix



- Tipo CS30 & CS40. Diseñadas con equipos más ligeros que los anteriores, para trabajos de perforación en aguas de calados bajos y medios, amarradas, con capacidad de DPS.

- o CS30 West Alpha.



3.3 BARE DECK PLATFORMS, plataformas de cubierta despejada, catamaranes tipo semi-sumergibles basados en el casco del tipo CS50, con capacidad para instalar estructuras de hasta 20.000 tons sobre su cubierta.

- o SDX-1. Radar flotante desarrollado por el departamento de defensa de los Estados Unidos.



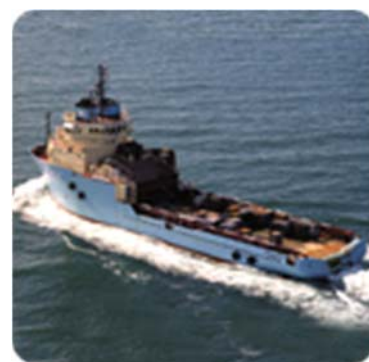
3.4 SPECIAL PURPOSE PLATFORMS. Plataformas para usos especiales. Desarrolladas sobre plataformas CS50, con posicionamiento dinámico, han desarrollado plataformas para servicios específicos.

- o “Ocean Odyssey”. Plataforma de lanzamiento de cohetes



4. SUPPLY AND SERVICE VESSELS, barcos de suministro y servicio. Con más de 85 unidades entregadas Moss Maritime es uno de los líderes en el desarrollo de barcos de soporte y servicio para la industria offshore del oil & gas.

- 4.1 Anchor handling, tug and supply vessels, **AHTS**
- 4.2 Platform Supply Vessels, **PSV**
- 4.3 Well Intervention Vessels, **WIV**
- 4.4 Diving Support Vessels, **DSV**
- 4.5 Oceanographic Research Vessels, **ORV**
- 4.6 Cable and Pipe Layers Vessels, **CPLV**
- 4.7 Ice-breaking Supply and Services Vessels, **MISV**.



Clase 828

II. AKER SOLUTIONS.

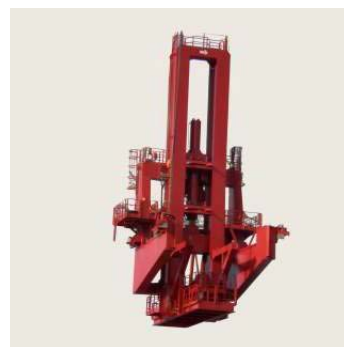
Ref. 2

Aker Solutions es un proveedor Noruego de servicios de ingeniería y productos acabados para la industria offshore de oil & gas, cubriendo toda la gama desde la exploración, perforación, producción y mantenimiento de campos petrolíferos offshore. La historia de la Compañía se remonta a 1841 con la fundación de un taller mecánico en Oslo, del que nació el astillero Aker Brygge en Holmen, donde se botó el primer barco en 1854. En 1965 entró en la industria Oil & Gas y en 1967 bota la primera plataforma de exploración offshore, "Ocean Viking". En 2002 Aker se asocia con el astillero Kvaerner, quedando como líder de la sociedad. En 2007 se concentra en el negocio OIL & Gas junto con el gobierno Noruego con el que entra en sociedad, este con el 40% del accionariado En 2008, Aker Solutions se anuncia como el nuevo nombre de la Compañía.

Han desarrollado tecnología y patentes en todos los campos de la técnica aplicada en el mundo offshore, desde sistemas de perforación, sistemas de amarre, sistemas de carga, tecnología submarina, procesos down-stream, mantenimiento y operación. A continuación detallamos lo más característico.

1. DRILLING TECHNOLOGIES. Tecnología para perforación incorporada en semi-sumergibles, barcos perforadores, Jack-ups, plataformas fijas y perforaciones onshore.

1.1 Sistemas de Maniobra para BOP, con capacidades de hasta 440 tons, transporte, izado y guía segura desde la zona de acopio del BOP sobre cubierta a la cabeza del pozo submarino perforado y viceversa.

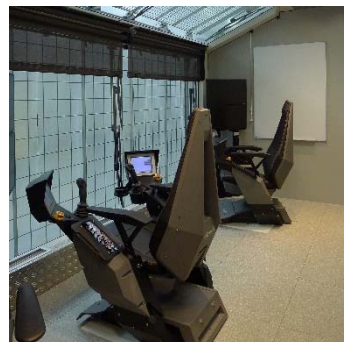


1.2 Compensadores y tensionadores. Montados sobre la cubierta, sobre el moonpool, compensa las cargas variables sobre el gancho del derrick y los transmite amortiguados a la plataforma, manteniendo las cargas verticales durante las operaciones de risers constantes. Se conectan directamente al bloque de corona por medio de cilindros hidráulicos activos.



Capacidades de hasta 2250 tons

1.3 Cabinas para salas de control y automatización



1.4 Equipos para cubierta de perforación.

1.4.1 MH DRN 200, Manipuladores para guiado de tubería de perforación, collarines y risers. Mordaza entre 2 $\frac{3}{8}$ " a 20", capacidad de torque hasta 203.000 Nm.

1.4.2 Roughnecks, para conexión desconexión de secciones de tubería de perforación o risers, hasta 10" y 150000 Nm

1.4.3 Cubos para recogida de fangos de perforación en cubierta, y envío a los tanques de decantación y acopio

1.4.4 Brazos de manipulación, para la guía de tubulares en la cubierta de perforación

1.4.5 Winches para todo tipo de servicios.

1.4.5.1 Para servicio general, "Utility Winch"

1.4.5.2 Para elevación de personas, "Man Riiding Winch"

1.4.5.3 Para Pods de producción submarina

1.4.5.4 Para líneas guía

1.4.6 Catch head, para roscado y desenroscado de tramos tubulares.



1.5 Control de fluidos de perforación y sus aditivos

- 1.5.1 Acopio y transporte
- 1.5.2 Manifolds de alta presión y controles de cabeza de pozo
- 1.5.3 Transferencia y manipulación de lodos
- 1.5.4 Mezclado de lodos
- 1.5.5 Control de sólidos



1.6 Drilling rigs packages. Derrick completos para la manipulación de tuberías y elementos submarinos. Destacan los derricks con doble gancho para operaciones simultáneas.



1.7 Drilling risers. CLIP Riser está patentado por Aker Solution, como tecnología de conexión submarina.



1.8 Herramientas de manipulación

- 1.8.1 Elevadores de tubos de perforación
- 1.8.2 Paquetes hidráulicos para manipulación de tubería en el puesto de perforación
- 1.8.3 Mesas rotatorias, eléctricas e hidráulicas



1.9 Equipos de izado

- 1.9.1 MH RamRig, sistema de posicionamiento vertical de tubulares y alimentación, montado sobre el derrick, así como BOP y otros equipos submarinos.



- 1.9.2 Wirth Drawworks, cabrestantes pesados, eléctricos para elevación de la línea de perforación, risers y elementos submarinos. Con capacidades hasta 141 tons



- 1.9.3 Travelling hook,, gancho de maniobra hasta 120 tons



1.10 Otros sistemas auxiliares

- 1.10.1 Power packs hidráulicos
- 1.10.2 Bombas de lodos
- 1.10.3 Sistemas de manipulación de tubería

- 1.11 TOP DRIVES, motores perforadores de hasta 65 tons de peso y 2540 Hp, con 9.4 m de longitud



2. OFFSHORE OIL & GAS PRODUCTION FACILITIES. Instalaciones de producción offshore. Durante los últimos 40 años, Aker Solutions ha diseñado y construido instalaciones para la industria Oil & Gas. "Topsides Facilities", instalaciones de cubierta, han sido diseñadas para instalar sobre "jackets", columnas metálicas ancladas en el fondo marino, o sobre estructuras de gravedad, columnas de hormigón igualmente soportadas en el fondo marino. Igualmente se suministran para estructuras flotantes. Estas instalaciones incluyen las siguientes unidades de proceso.

- 2.1 Tratamiento para crudo y gas
- 2.2 copio, descarga y exportación de crudo y gas
- 2.3 Unidades de utilities para procesos
- 2.4 Unidades de apoyo a perforación
- 2.5 Unidades de habilitación



- 3. FLOATER DESIGNS.** Diseños de Instalaciones flotantes. Aker Solutions desarrolla y suministra plataformas de exploración y producción offshore para la industria Oil & Gas. Sus diseños son de aplicación en aguas someras hasta aquellas ultra-profundas, ambientes moderados y duros. El diseño integra soluciones para cada situación, casco, topside (cubierta de operación) y sistemas de producción o perforación.

Aker Solutions ha desarrollado las siguientes plataformas flotantes.

- 3.1 SEMI-SUBMERSIBLE PRODUCTION PLATFORMS, SSPPs,** plataformas semi-sumergibles para producción de pozos de crudo o gas. Aker Solutions desarrolla tanto el casco como la unidad de proceso, risers, sistema de amarre, instalación y conexión submarina. Veslefrikk B fue el primer proyecto desarrollado en Noruega con SSPP, localizado en aguas de 607 pies de profundidad, descubierto en 1981, se puso en producción en 1989.

- 3.1.1 Dry Tree Semi, DTS.** Aker Solutions está desarrollando un Nuevo proyecto para plataforma semi-sumergible con Dry Tree, para aguas ultra-profundas, en base a una semi-sumergible con cuatro columnas unidas por cuatro pontones bajo estas.



- 3.2 P-51/P-52.** Plataformas de producción semi-sumergibles para campos petrolíferas en aguas profundas explotados en Brasil por Petrobras.

- 3.2.1 P-51.** En operación desde 2002. Montada sobre casco Keppel FELS. Localizada en Marlin Sul Field, aguas de 1255 m de profundidad, 180.000 bopd oil, 7,2 Mm3/day gas, desplazamiento de 80.114 tons. 89 risers flexibles y 3 risers de acero en catenaria. Amarrada con 16 líneas sintéticas.

- 3.2.2 P-52.** En operación desde 2008. Montada sobre casco Keppel FELS Localizada en Roncador Field, aguas de 1800 m de profundidad, 180.000 bopd oil, 9,3 Mm3/day gas, desplazamiento de 80.201 tons. 23 risers flexibles y 43 risers de acero en catenaria. Amarrada con 16 líneas sintéticas.



- 4. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIGS, SSDRs,** plataformas de perforación semi-sumergibles. Aker Solutions ha suministrado 39 unidades de sus tres principales modelos. En 1966 botan la primera SSDR construida en Noruega, "Ocean Viking", que descubrió el gran campo petrolífero Ekofisk.

- 4.1 Aker H-3.** Es una serie de semi-sumergibles autopropulsadas de 3ª generación. Se comenzaron a diseñar en 1968 para ambientes duros y mares profundos del mar del norte (450 m). La primera unidad entro en producción en 1974, de un total de 37 unidades. La última se entregó

en 1987. Su diseño original es de 8 columnas con dos pontones, con soportes transversales tubulares. Desplazan 18000 tons, VDL 1500 tons. Posicionamiento por fondeos.

- o Borgland Dolphin, 1977

Ref. Narciki Naval Architecture

http://www.neely-chaulk.com/narciki/Aker_H-3



- 4.2 **Aker H-4.2.** Es una serie de semi-sumergibles autopropulsada de 4ª generación, sucesora de la anterior serie H-3. Se construyeron 2 unidades en 1987, para ambientes duros y mares de hasta 1300 m. Desplazan 39500 tons y VDL de 4600 tons. Posicionamiento por fondeos.

- o Transocean Leader, 1987/1997



- 4.3 **Aker H-4.3.** Serie considerada como evolución de la serie H-4.2, para el siglo XI. Es un proyecto del que no se ha fabricado ninguna unidad. Diseñada para aguas ultra profundas, ambientes duros y posicionamiento dinámico, desplazamiento de 50000 tons y VDL de 7000 tons, con máxima área de cubierta.

- 4.4 **Aker H-6e.** Es la mayor SSDR construida hasta la fecha, para operar en aguas ultraprofundas, ambientes duros, temperaturas extremas (artico), con elevada autonomía en abastecimientos. Es una SSDR de 6ª generación, con 8 columnas, DPS3, desplaza 64.500 tons y VDL 7000 tons. Aker suministró dos unidades en 2009, “Aker Spitsbergen” y “Aker Barents” que cambiaron su nombre a “Transocean Spitsbergen” y “Transocean Barents” tras la adquisición de Aker Drilling por Transocean en 2011.

- o Transocean Spitsbergen, 2009



4.5 **TENSION LEG PLATFORMS, TLPs**, Plataformas de tensión. Plataformas semi-sumergibles de cuatro columnas sobre la que se instalan las unidades integradas de producción, perforación y alojamientos (**PDQ, Production, Drilling & Quarters**), y se anclan al fondo marino por medio de cordones de acero tensados, que minimizan el movimiento de arfada. El desplazamiento de estas plataformas puede llegar a 287.000 tons.

- o Snorre A TLP, instalada en 1992
- o Heidrun TLP, instalada en 1995

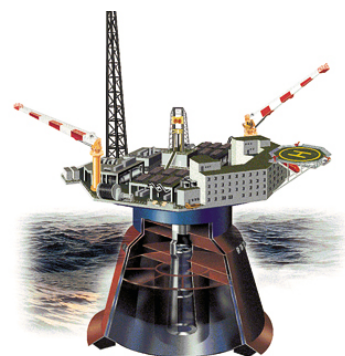


4.6 **FLOATING PRODUCTION STORAGE AND OFFLOADING, FPSOs**, instalaciones de producción, almacenamiento y descarga a flote. Aker Solutions inició el diseño y construcción del primer FPSOs construido como tal, no modificado de un casco existente, para el mar del norte en 1981. Tentech™ es un diseño patentado por Aker Solutions

- o **Asgard A FPSO**. Diseño Tentech™ 900, entro en producción en 1999. Eslora de 278 m, 184.300 tons de desplazamiento, ²²⁰.000 bbl/d oil y 840 mm scf/d de gas comprimido



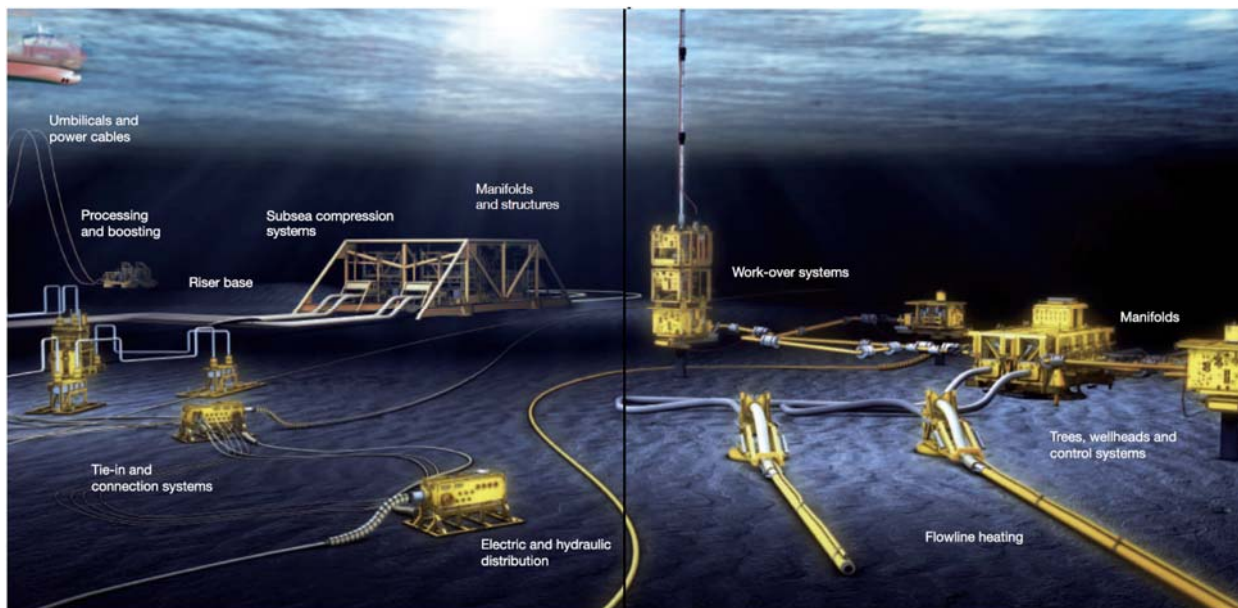
4.7 **BUOY PLATFORM CONCEPTS, BPC**. Plataformas tipo boya, sin torreta, con características de movimientos muy favorables. El flotador tiene forma tronco cónica, con un amortiguamiento significativo de los movimientos verticales. Desde estos flotadores se pueden realizar labores de perforación y producción simultaneas. Sobre este flotador se han ejecutado proyectos para boyas de descarga, como la del campo “Draugen” que entro en servicio en 1995. Se han realizado diseños para operaciones árticas. No se ha construido ninguna plataforma de esta tipología por Aker Solutions, que sigue investigando al respecto.



5. **JACKETS**. Estructuras de celosía fundadas en el lecho marino sobre las que se instalan las instaciones de producción. Son plataformas fijas, que Aker Solutions instala en profundidades poco superiores a los 200 m. Aker Solutions empezó a fabricar Jackets en 1975, y han suministrado unas 40 unidades, entre 1000 y 20000 tons, entre 75 y 215 metros.



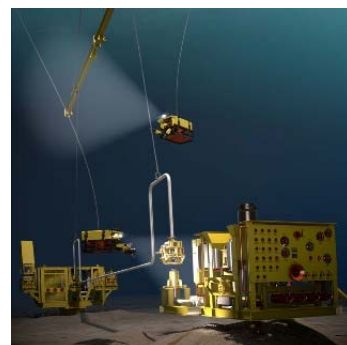
6. SUBSEA PRODUCTS. Equipos para producción submarina. Toda gama de elementos necesarios para la explotación de pozos offshore, reparación y regeneración.



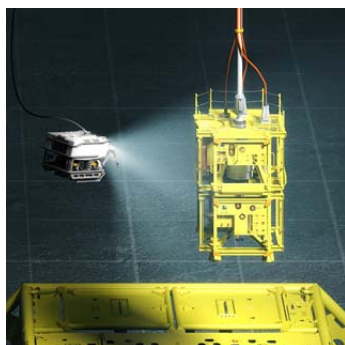
- Manifolds submarinos con estructura de protección contra las artes de arrastre.



- Tie-in Systems, Sistemas de conexión submarina



- Sistemas de intervención en pozos



- Bombeo submarino



- Subsea Trees



- Cabezas de pozo de superficie, Dry Trees.



III. FRIEDE & GOLDMAN, Ltd.

Ref. 3

Friede & Goldman Ltd que inició su andadura a principios de 1950, fundada Vladimir M. Friede y Jerome L. Goldman, dedicada por que ha producido desde entonces más de 100 unidades de perforación y producción offshore móviles y con 30 unidades actualmente bajo diseño o construcción. Es una ingeniería dedicada por completo al diseño de unidades offshore para el sector de Oil & Gas. Tienen su oficina en Houston, Texas, USA.

F&G Ltd. desarrolla los siguientes productos.

1. JACK-UPS PLATFORMS, Plataformas auto-elevadas

- 1.1. **MOD II.** Es una plataforma auto-elevada diseñada para el mar del Norte, ambientes duros, con calados máximos de 300 pies (91.4 m). Se han entregado 33 unidades. 6 más están en fase de diseño o construcción. Air gap máximo 14.9 m, VDL 3674 tons. Eslora 54.8 m, manga 52.73 m.



- 1.2. **SUPER M2.** Es un modelo evolucionado de la anterior MOD II. Actualmente hay 14 unidades bajo construcción o diseño. Diseñada con cantiléver extendido sobre el que se sitúa el derrick, diseñada para ambientes duros, con calados máximos de 300 pies (91.4 m). Air gap máximo 13.4 m, VDL 4082 tons. Eslora 62.7 m, manga 55.7 m.



- 1.3. **JU-2000A.** Diseño evolucionado de los anteriores para hacer frente a los requerimientos más exigentes para trabajos en ambientes extremos. Es un prototipo del que no se han construido unidades de este diseño. Se caracteriza por la instalación de manejo horizontal de tubulares. Calados máximos de 350 pies (107 m). Air gap a máximo calado 15.2 m, VDL 4082 tons. Eslora 75.5 m, manga 72 m.

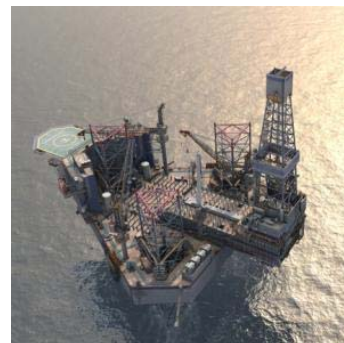


1.4. **JU-2000E**. Diseño para operación en el mar del norte, con los requerimientos más exigentes para trabajos en ambientes extremos. Calados máximos de 400 pies (122 m). Air gap a máximo calado 15.2 m, VDL 6486 tons. Eslora 70.4 m, manga 76 m.

- o West Castor (2013)



1.5. **UNIVERSAL M CLASS**. Diseñada para operación en el mar del norte, ambientes extremos. No se ha puesto en operación ninguna unidad hasta el momento. Calados máximos de 400 pies (122 m). Air Gap en calado máximo de 22.9 m, VDL 8165 tons. Eslora 79.1 m, manga 91.7 m



2. SEMI-SUBMERSIBLE, SSDR. Desde los años 70, F&G Ltd. está diseñando y construyendo semi-sumergibles. Entre los años 70s y 90s se construyeron 48 unidades del tipo Pacesetter y Trendsetter. La innovación en el diseño de las semi vino con la incorporación del almacenamiento de los risers y tubulares en vertical, con el consiguiente ahorro en tiempo y espacio, reduciendo el tiempo de operación para grandes profundidades.

2.1 **ExD**. Semi-sumergible de 5ª generación para operaciones de exploración y perforación en ambientes moderados del mar de China, oeste de África, Golfo de México y Brasil, en aguas de hasta 3.050 metros de profundidad. Hasta la fecha, 9 ExD han sido construidas, con 5 más en fase de construcción. Es una SSDR estabilizada de 4 columnas, DPS2, VDL de 9.000 tons, 115.6 m de eslora y 78.7 m de manga. Desplaza 52.500 tons en operación.

- o GSF Development Driller I, 2005



2.2 **MILLENNIUM**. Desarrollada sobre la anterior ExD, Semi-sumergible de 5ª generación para operaciones de exploración y perforación en ambientes moderados en aguas de hasta 2.400 metros de profundidad. Hasta la fecha, 5 Millennium han sido construidas. Es una SSDR estabilizada de 4 columnas, DPS2 o amarrada, VDL de 7.600 tons, 108 m de eslora y 74.4 m de manga. Desplaza 49.750 tons en operación.

- o Atwood Osprey, 2011



2.3 ExD-H. Semi-sumergible para perforación con clasificación DPS3 en aguas de hasta 3.000 m de profundidad y 10.500 m totales de perforación. Se diseña con protección invernal, “winterization”, para operación en ambientes extremos del Mar del Norte, Este de Canadá, Alaska, Barents y Mar de Bering, aunque puede operar en el Golfo de México, Sur de China y Brasil. No hay ninguna unidad operativa hasta el momento. VDL 12.000 tons, 127 m. de eslora y 83 m de manga. Desplaza 57.200 tons.

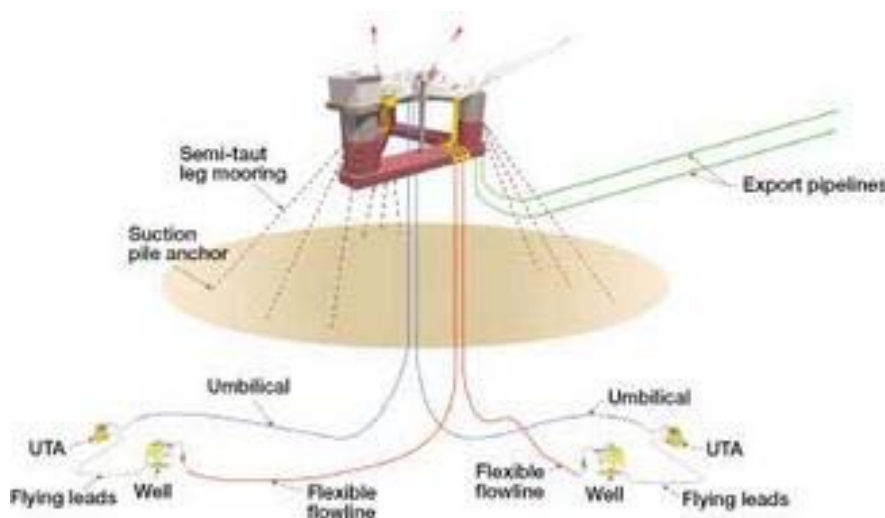


2.4 ExD-H6C. Semi-sumergible diseñada para perforación con clasificación DPS3 en aguas de hasta 3.000 m de profundidad y 12.192 m totales de perforación. Es un diseño preliminar, incluye protección invernal “winterization”, para ambientes extremos del Mar del Norte, este de Canadá, Alaska Barents y Mar de Bering. Dispone de seis columnas estabilizadoras, lo que le confieren una respuesta a los movimientos de arfada más atenuados que las unidades de cuatro columnas. Se incrementa el área de cubierta y la capacidad de carga. No hay ninguna unidad operativa hasta el momento. VDL 23.000 tons, 150 m. de eslora y 92 m de manga. Desplaza 67.200 tons.



3. FLOATING PRODUCTION SYSTEMS, FPF. Instalaciones de producción a flote.

3.1 CENTURION FPF. Semi-sumergible de tres columnas estabilizadoras para aguas de profundidades entre 1.000 pies (304 m) a 6.000 pies (1.829 m), con capacidad de procesamiento hasta 300 MSCFD de gas o hasta 40.000 BOPD de crudo. Carga sobre cubierta de 2720 tons, eslora de 54.6 m y manga de 62.8 m. desplazamiento en tránsito de 6.783 tons y máximo en operación de 11.275 tons.



IV. GVA.

Ref. 4

Los orígenes de GVA se remontan a 1841 cuando Alexander Keiller, industrial escocés, abrió un taller mecánico a orillas del río Göta en Gothenburgo, Suecia, para mantenimientos en las industrias del lugar, continuando poco después con la fabricación de maquinaria y otros productos mecánicos. En 1847 entregó su primer vapor, un remolcador. Este primer taller fue creciendo hasta que en 1916 se convirtió en el astillero “GötaVerkens Development”, referente mundial en la construcción de grandes buques, alcanzando en 1965 el cuarto puesto mundial en volumen de producción. En 1970, con el nuevo nombre “GötaVerken Arendal” (GVA), crearon su propio diseño de semi-sumergible de cuatro columnas, siendo la “Treasure Saga” (Serie GVA 4000) la primera semi-sumergible entregada por GVA. En 1989 el astillero GVA cerró las puertas, pero su departamento técnico, como consecuencia de la demanda tecnológica, se unió formando GVA Consultants AB, pequeña compañía enfocada a los servicios de ingeniería y estudios conceptuales. En 1990 la compañía se expande a consecuencia de grandes contratos offshore. En 2001 KBR, Kellogg Brown & Root (Ingeniería del grupo Halliburton) adquiere la Compañía.



Hoy día, GVA es un líder mundial en diseño y proveedor de tecnología para el mundo offshore, plataformas marinas semi-sumergibles para producción, perforación e intervención de pozos, acomodación o grúas flotantes y monocascos para FPSO, FSO y perforadores. Además plataformas para generación eólica y diques flotantes.

GVA tiene oficinas centrales en Göthenburgo, Houston, Rio de Janeiro y Singapur.

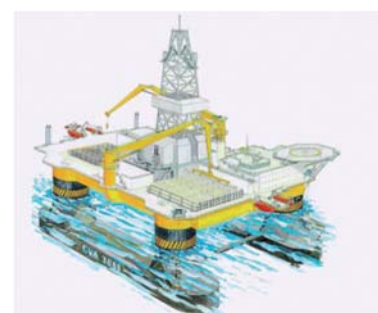
1. **SEMI-SUBMERSIBLES.** Las unidades semi-sumergibles de GVA se caracterizan por no tener más de cuatro columnas estabilizadoras, y la ausencia de bracing entre estas, favorecido por el diseño de su cubierta en cajón, que incrementa la rigidez del conjunto.

- 1.1 **DRILLING UNITS, SSDRs**, semi-sumergibles para perforación. Cuentan con una gran variedad de diseños adaptados a todas las necesidades y ambientes.

- 1.1.1 **GVA 3000**, prototipo de semi-sumergible de 5ª generación para operación en todos los mares, incluido Mar del Norte, en aguas de profundidades de hasta 300 m, fondeada. VDL 3.000 tons, eslora 91.5 m, manga 68 m y desplaza en operación 19.150 tons. No se ha construido hasta la fecha ninguna unidad SSDR de este diseño, aunque se ha utilizado el flotador para adaptarlo a plataformas de habilitación, como la GVA 3000E



- 1.1.2 **GVA 3800**, prototipo de semi-sumergible de 6ª generación, DPs3, para operación en todos los mares con ambiente moderado, en aguas de profundidades de hasta 1.500 m. VDL 5.000 tons, eslora 112.8 m, manga 79.4 m y desplaza en operación 30.000 tons. No se ha construido hasta la fecha ninguna unidad SSDR de este diseño.



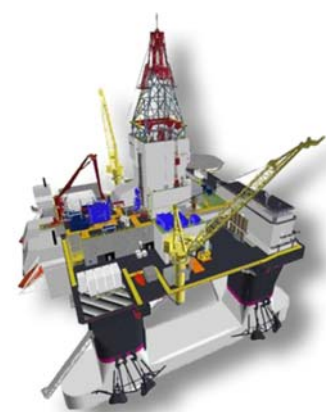
- 1.1.3 **GVA 4000**, semi-sumergible de 5ª generación para operación en todos los mares, incluido Mar del Norte, en aguas de profundidades de hasta 1800 m, DPS2. VDL 4.200 tons, eslora 101.6 m, manga 78.8 m y desplaza en operación 21.000 tons

o Sovereign Explorer, 1984



- 1.1.4 **GVA 4000 NCS**, semi-sumergible de 6ª generación, DPS3 diseñada para operaciones en aguas de hasta 500 m de profundidad en la plataforma continental del Mar de Noruega y Mar de Barents. A tal efecto esta "Winterized". VDL de 4.000 tons, eslora de 116 m, manga de 97 m y desplaza 52.715 tons. Hay 4 unidades en construcción para Songa en Daewoo.

o Songa Equinox, 2014



- 1.1.5 **GVA 4500**, semi-sumergible de 4ª generación, fondeo con propulsión para asistencia, diseñada para operaciones en aguas de hasta 2.100 m de profundidad, incluido Mar del Norte. VDL de 3.500 tons, eslora de 99 m, manga de 87 m y desplaza 34.100 tons.

o Transocean Rather, 1987



- 1.1.6 **GVA 5000**, semi-sumergible de 4ª generación, fondeo, diseñada para operaciones en el Mar del Norte, principalmente de producción, apoyo a submarinistas y alojamiento también hace trabajos de perforación. Se construyó una unidad para el campo de Balmoral en el sector británico del Mar del Norte. Opera en aguas de 150 m de profundidad. VDL de 7.150 tons, eslora de 103 m, manga de 126 m y desplaza 34.000 tons.

o AGIP Balmoral, 1986



- 1.1.7 **GVA 5800**, semi-sumergible de 6ª generación, DPS3, diseñada para operaciones en ambientes moderados, para aguas de hasta 2400 m de profundidad. VDL de 6.500 tons, eslora de 113.7 m, manga de 93.6 m y desplaza 44.300 tons en operación. Es un prototipo del que no se han construido ninguna unidad hasta la fecha.



- 1.1.8 **GVA 7500**, semi-sumergible de 6ª generación, DPS3, diseñada para operación en todos los mares incluido Mar del Norte, con ambientes moderados a duros, en aguas de hasta 3.000 m de profundidad. Dispone de derrick para operaciones simultáneas. VDL de 7.500 tons, eslora de 118.6 m, manga de 96.7 m y desplaza 56.150 tons en operación. Se han entregado 6 unidades después de 2000 y hay otras dos unidades en construcción.

o DEEPSEA Stavanger, 2010



- 1.1.9 **GVA 7600**, Nuevo diseño de semi-sumergible de 6ª generación, DPS3, basado en la anterior GVA 7500, incorporando opcionalmente hasta 12 puntos de amarre para el sistema de fondeo, diseñada para operación en todos los mares incluido Mar del Norte, con ambientes moderados a duros, en aguas de hasta 3.000 m de profundidad. Dispone de derrick para operaciones simultáneas y de grandes pesos. VDL de 9.500 tons, eslora de 116 m, manga de 100 m y desplaza 58.900 tons en operación. Se distingue su diseño por la disposición del bracing entre pontones. No existe ninguna unidad construida y en operación hasta la fecha.



- 1.1.10 **GVA 10000**, Nuevo diseño de semi-sumergible de 6ª generación, DPS3, diseñada para operación en todos los mares con ambientes moderados a duros, en aguas de hasta 3.600 m de profundidad. VDL de 10.000 tons, eslora de 135.7 m, manga de 108.2 m y desplaza 66.000 tons en operación. Se distingue su diseño por la disposición del bracing entre pontones. Diseño en desarrollo.



1.2 **ACOMODATION UNITS, MSVs**, semi-sumergibles para acomodación de personal. Se desarrollan en base a los flotadores utilizados para las unidades de perforación.

1.2.1 **GVA 2000 E**, Semi-sumergible para operación en mares moderados, station keeping por fondeos, es una unidad diseñada específicamente para acomodación de hasta 612 personas, con grandes áreas de cubierta, 600 m², para trabajos de mantenimiento o almacenamiento. Eslora de 85 m y manga de 65 m.

- o JASMINIA (PROSAFE). 1982 modernizada en 2002



1.2.2 **GVA 3000 E**, Semi-sumergible para operación en todos los mares, incluidos el Mar del Norte y la plataforma continental noruega. Sus últimas unidades incorporan DPS2. Es una unidad diseñada específicamente para acomodación de hasta 306 personas, con grandes áreas de cubierta para trabajos de mantenimiento o almacenamiento, con una VDL de hasta 2.000 tons. Dispone de seis thrusters para DP y hasta 12 puntos de amarre. Eslora de 104,2 m, manga de 92,2 m y desplaza 33.930 tons en operación.

- o MSV REGALIA (PROSAFE). 1985 modernizada en 2003



1.3 **FLOATING PRODUCTION UNITS, FPU**s, semi-sumergibles para producción O&G offshore, GVA tiene el record de la mayor unidad de producción semi-sumergible en operación en el mar, la "Thunder Horse", fondeada en el GOM. Sus diseños se caracterizan por mantener las cuatro columnas estabilizadoras de las SSDRs, unidas por cuatro pontones conectada en anillo, que las hace tener una respuesta a los movimientos de arfada mínimos.

1.3.1 **GVA 4500**, Semi-sumergible para producción en el mar de Brasil, basada en el flotador de la SSDR GVA 4500, de cuatro columnas estabilizadoras y dos pontones, para operación en profundidades de 900 m. 1 Riser de catenaria metálico y 65 Risers flexibles, fondeada con 8 líneas. Carga sobre cubierta de 15.000 tons, eslora de 100 m, manga de 88 m y desplaza 36.100 tons en operación. 100.000 BOPD de producción de crudo y 75 MMSCFPD de gas.

- o Petrobras 18, 1985



- 1.3.2 **GVA 8000**, Semi-sumergible para producción en el Mar del Norte, de cuatro columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 339 m. 24 Risers flexibles, fondeada con 16 líneas. Carga sobre cubierta de 25.200 tons, eslora de 121 m, manga de 101 m y desplaza 55.000 tons en operación. 190.000 BOPD de producción de crudo y 250 MMSCFD de gas.

- o GVA 8000 Troll C, 1999



- 1.3.3 **GVA 12000**, Semi-sumergible para producción en el Mar de Noruega, de cuatro columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 320 m. 14 Risers flexibles, fondeada con 16 líneas. Carga sobre cubierta de 18.100 tons, eslora de 124.7 m, manga de 89.5 m y desplaza 56.000 tons en operación. 900 MMSCFD de gas.

- o Statoil Kristin, 2005



- 1.3.4 **GVA 21000**, Semi-sumergible para producción en el Mar del Norte, de seis columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 320 m. 28 Risers flexibles, fondeada con 16 líneas. Carga sobre cubierta de 34.000 tons, eslora de 114 m, manga de 96 m y desplaza 85.000 tons en operación. Air Gap 20 m. 135.000 BOPD, 1.300 MMSCFD de gas.

- o Statoil Åsgard, 2000



- 1.3.5 **GVA 27000**, Semi-sumergible para producción en el GOM, de cuatro columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 2160 m. 16 Risers de catenaria en acero, fondeada con 12 líneas. Carga sobre cubierta de 25.500 tons más una reserva de carga futura para 10.000 tons, eslora de 129 m, manga de 119 m y desplaza 89.000 tons en operación. Air Gap 17.5 m. 200.000 BOPD, 180 MMSCFD de gas.

o BP Atlantis PQ, 2007



- 1.3.6 **GVA 33000**, Semi-sumergible para producción para el GOM, de cuatro columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 2100 m. 21 Risers de catenaria en acero y 34 umbilicales, fondeada con 16 líneas. Carga sobre cubierta de 33.000 tons, eslora de 146 m, manga de 137 m y desplaza 146.000 tons en operación. Air Gap 19 m. 225.000 BOPD, 75 MMSCFD de gas.

o Chevron Jack & St Malo, 2015



- 1.3.7 **GVA 40000**, Semi-sumergible combinada para perforación y producción para el GOM, de cuatro columnas estabilizadoras y cuatro pontones en anillo, para operación en profundidades de 1840 m. 14 Risers de catenaria en acero y 4 Risers flexibles, fondeada con 16 líneas. Carga sobre cubierta de 50.500 tons, eslora de 164 m, manga de 126 m y desplaza 130.000 tons en operación. Air Gap 17.5 m. 250.000 BOPD, 200 MMSCFD de gas.

o BP Thunder Horse, 2005



2 MONOHULL VESSELS, Embarcaciones monocasco para la producción y exploración offshore.

2.1 DRILL SHIPS, buques de perforación offshore.

2.1.1 **GVA 100 DS**, es el diseño de un buque de perforación offshore DPS3, para aguas ultra-profundas y ambientes moderados. Es capaz de perforar hasta 40.000 pies, 12.192 m, en aguas de 12.000 pies, 3600 m de profundidad. Eslora de 199.6 m, manga de 60 m y desplazamiento de 75.000 tons. No existen unidades construidas de este diseño.

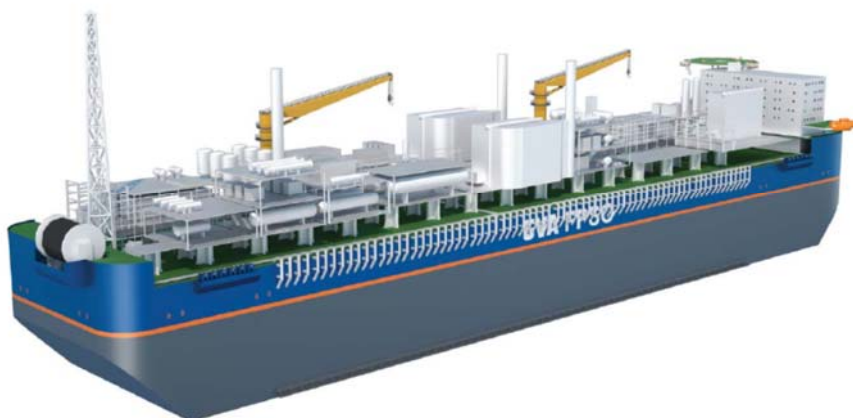


2.1.2 **GVA 15.000 DS**, es el diseño de un buque de perforación offshore DPS3, para aguas ultra-profundas y ambientes moderados. Es capaz de perforar hasta 40.000 pies, 12.192 m, en aguas de 12.000 pies, 3600 m de profundidad. Eslora de 199.6 m, manga de 43.9 m y desplazamiento de 56.500 tons. No existen unidades construidas de este diseño.



2.2 FPSOs. Buques de producción, almacenaje y exportación.

2.2.1 **GVA 320000**. La experiencia de GVA en este tipo de buques no es muy extendida y se refiere a diseños del top side. Con este diseño GVA quiere entrar en el diseño global del FPSO, cuando antes el casco se diseñaba y construía por DSME. Diseñado para ambientes moderados con doble casco, eslora de 307,5 m, manga de 74 m con un desplazamiento máximo operativo de 353.465 tons. Peso total del top side de 30.000 tons. Capacidad de almacenaje de crudo de 265.530 m³ en tanques centrales. Es capaz de operar con hasta 63 Risers de acero en catenaria.



V. GUSTO MSC.

Ref. 5

Los orígenes de GUSTO MSC se remontan a 1862 cuando el emprendedor A. F. Smulders inició las actividades de su propia factoría especializada en motores y calderas de vapor. En 1904 la compañía se relocizó a Schiedam (Holanda) y fue renombrada como “Werf Gusto” (Astillero Gusto), nombre derivado de August Smulders (Gus....) y el diminutivo de su esposa (To). En los años 50, Gusto tomó su primer contacto con el mundo offshore relacionado con el oil & gas. En 1960 entregaron el primer barco perforador tipo Jack-up a Shell, el “Seashell”. En 1972 se entregó el primer buque perforador con posicionamiento dinámico, “Pelican”. En 1974 se entregó la primera semi-sumergible con seis columnas estabilizadoras para el tendido de tubería submarina, “Viking Piper” (renombrada actualmente como Castoro 7). 1977 fue la fecha en la que el astillero cerró sus actividades de construcción. Tras el cierre se formaron dos empresas independientes con el personal técnico del astillero, Marine Structure Consultants (MSC, desde 1977) e IHC Gusto Engineering (desde 1978). En 1980 Gusto MSC entrega la primera plataforma para perforación tipo Jack-up. En 1997 se entregó el primer buque perforador con posicionamiento dinámico de nueva generación para aguas ultra-profundas, “Pride Angola”. 2003 fue el año de puesta en servicio de la primera semi-sumergible de perforación tipo DSS, la “Maersk Explorer”. En 2011 Gusto MSC cambia su estrategia, convirtiéndose en una unidad integrada dentro de SBM Offshore Group, gestionando la unidad de negocio de las unidades móviles offshore, centrándose en el diseño básico, servicios de consultoría y en el suministro de los equipos asociados a las unidades móviles offshore. En 2012 Gusto MSC es adquirida por el grupo inversor Parcom Capital.

Gusto MSC ha desarrollado diseños para perforación offshore en plataformas Jack-up, semi-sumergibles y monocascos. En el mundo de la construcción offshore han entregado buques y plataformas auto-elevadoras así como gruas flotantes. Igualmente diseñan Jack-ups, semi-sumergibles y monocascos para producción.

1. DRILLING JACK-UPS, plataformas auto-elevadas para perforación.

1.1 Class CJ46. Plataforma para perforación en aguas de 350 pies (107 m), en ambientes moderados. Primera unidad entregada en 1980. Se han construido 10 unidades de esta clase, y están en fase de diseño o en construcción otras 23 unidades. VDL 4,500 tons, eslora 65,3, manga 62 m.

o Saipem Perro Negro 8, 2010



1.2 Class CJ50. Plataforma para perforación en aguas de 400 pies (122 m), en ambientes moderados. Primera unidad entregada en 1983. Se han construido 6 unidades de esta clase, y están en fase de diseño o en construcción otras 7 unidades. VDL 4,500 tons, eslora 70, manga 68 m.

o Maersk Reacher, 2009



1.3 Class CJ62. Plataforma para perforación en aguas de 400 pies (122 m), en ambientes duros. Primera unidad entregada en 1992. Se han construido 2 unidades de esta clase. VDL 5,000 tons, eslora 78.2, manga 90.3 m.

- o Maersk Gallant, 1993

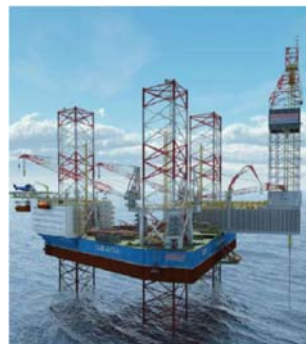


1.4 Class CJ70. Plataforma para perforación en aguas de 450 pies (137.2 m), en ambientes duros. Primera unidad entregada en 2002. Se han construido 3 unidades de esta clase y están en fase de diseño o construcción otras 8. VDL 8,500 tons, eslora 88.6, manga 97.2 m.

- o West Elara, 1993



1.5 Class CJ80. Plataforma para perforación en aguas de hasta 575 pies (175.6 m), en ambientes duros. Prototipo en fase de diseño. VDL 12,000 tons, eslora 101, manga 110 m.



2. DRILLING SEMI-SUBMERSIBLE, SSDR, plataformas semi-sumergibles de perforación. Las unidades diseñadas por Gusto, se construyen y comercializan en conjunto con el astillero Keepel FELS de Singapore. Hasta la fecha Gusto Ha entregado 16 unidades y 8 más están en construcción.

2.1 DSS20-CAS-M. Semi-sumergible para perforación en aguas de hasta 3,000 pies (914 m), en ambientes moderados, de 5ª generación, fondeada. Se han entregado dos unidades hasta la fecha. VDL 4,000 tons, eslora 101 m, manga 90 m. Desplazamiento en operación 30,500 tons. Superficie de cubierta, 63.5 x 64.5 m

- o Maersk Explorer, 2003



2.2 DSS38. Semi-sumergible para perforación en aguas de hasta 7,500 pies (2,286 m), en ambientes duros, de 5ª generación, DPS2. Se han entregado dos unidades hasta la fecha y hay 7 más en construcción. VDL 4.700 tons, eslora 103.5 m, manga 69.5 m. Desplazamiento en operación 39,300 tons. Superficie de cubierta, 69.5 x 69.5 m

- o Queiroz Galvao Alpha Star, 2011



2.3 DSS21. Semi-sumergible para perforación en aguas de hasta 10,000 pies (3,048 m), en ambientes moderados de Brasil, GOM, Oeste de África y Asia-Pacífico. Unidad de 6ª generación, DPS2. Se han entregado 4 unidades hasta la fecha. VDL 8,000 tons, eslora 117 m, manga 78 m. Desplazamiento en operación 53,718 tons. Superficie de cubierta, 78.5 x 78 m

- o Maersk Developer, 2009



2.4 TDS2000P. Semi-sumergible con diseño base DSS38, para perforación en aguas de hasta 9,000 pies (2400 m), en ambientes moderados de Brasil, GOM, Oeste de Africa y Asia-Pacífico. Unidad de 5ª generación, DPS2. Se han entregado 2 unidades hasta la fecha. VDL 7,000 tons, eslora 103.5 m, manga 69.5 m. Desplazamiento en operación 30,000 tons. Superficie de cubierta, 69.5 x 69.5 m

- o Queiroz Galvao Gold Star, 2009

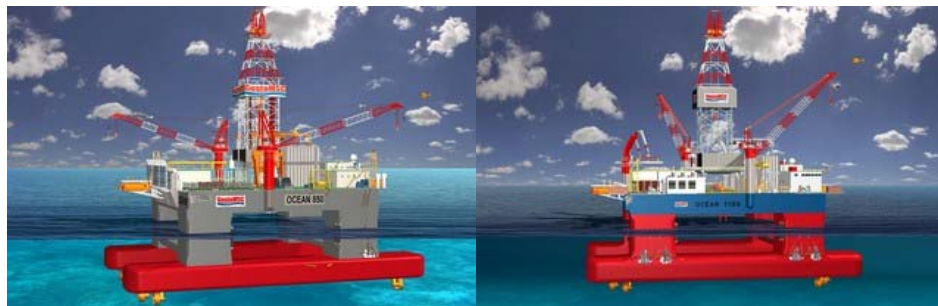


2.5 TDS2500. Semi-sumergible con diseño base DSS38, para perforación en aguas de hasta 9,000 pies (2400 m), en ambientes moderados de Brasil, GOM, Oeste de Africa y Asia-Pacífico. Unidad de 5ª generación, DPS2. Se han entregado 1 unidades hasta la fecha. VDL 7,758 tons, eslora 97.5 m, manga 75 m. Desplazamiento en operación 36,651 tons. Superficie de cubierta, 76.2 x 76.2 m

- o ODN Delba III, 2011



2.6 OCEAN CLASS. La nueva clase Ocean es la evolución y actualización de las anteriores clases TDS y DSS. Hay una unidad pedida del tipo OCEAN450, cuya fecha de entrega está prevista para 2015. A continuación se refieren las características de los prototipos.



	OCEAN450	OCEAN850	OCEAN1100
Sección de cubierta	65 x 65 m	73.0 x 73.0 m	78 x 78 m
Desplazamiento	32,000 t	43,500 t	55,000 t
VDL en Operación	4,000 t	8,000 t	8,500 t
Total VL	7,000 t	12,000 t	14,000 t
Profundidad de mar	3,000 ft	7,500 ft	10,000 ft

3. DRILL SHIPS, Buques de perforación. Gusto diseñó los primeros buques de perforación en 1969, serie conocida como Pelicano, de la que se construyeron 10 unidades. Dos nuevas series se han lanzado al mercado.

3.1 P10,000 Series. Esta serie se desarrolló durante los años 90. Hasta la fecha existen 20 unidades en operación. Son unidades para operar en profundidades de hasta 12,000 pies (3,650 m) con posicionamiento dinámico DPS3, con condiciones de olas Hs 6.0 m, Tp 10-13 s, máxima velocidad del viento de 25 m/s y velocidad de la corriente de 1.1 m/s. VDL de 20,000 tons, eslora total de 229.6 m, manga 36 m, calado 18.3 m y desplazamiento máximo de 76,000 tons. Se han entregado 10 unidades de esta serie, y hay otras 10 en diseño o construcción.

- o Bollete Dolphin, 2013
Fred & Olsen Energy



3.2 PRD12,000 Series. Son definidas como unidades de diseño compacto, con el máximo aprovechamiento del espacio y maximizando la capacidad de carga con unas dimensiones mínimas. Son unidades para operar en profundidades de hasta 10,000 pies (3,048 m), con DPS3 y condiciones de olas Hs 5.0 m, Tp 10-13 s, máxima velocidad del viento de 25 m/s y velocidad de la corriente de 1.1 m/s. VDL de 15,000 tons, eslora total de 198 m, manga 34 m, calado 17.5 m y desplazamiento máximo de 56,000 tons. Se han entregado 2 unidades de esta serie, y hay otras 9 en diseño o construcción.

- o Noble Bully I, 2011



4. **SELF ELEVATING PLATFORMS, SEPs**, Plataformas auto-elevadas para construcción offshore. Gusto SMC construyó la primera unidad en 1969, “Krananvogel”. Estas unidades operan en aguas costeras de la plataforma continental.

- 4.1 **SEA Series**. En los años 90, Gusto desarrollo esta serie, con una elevada área disponible sobre cubierta, con columnas tubulares impulsadas hidráulicamente con pines de fijación, sistema conocido como “pin in the hole”. Son unidades no propulsadas para disminuir costes. Para aguas someras de entre 20 y 45 m de profundidad. Ha proliferado su utilización en el desarrollo de campos eólicos.



o SEA-2000 **Goliath**, 2009



o SEA-3250 **JB-117**, 2012

Clase	SEA-800	SEA-900	SEA-2000	SEA-3250
Unidades entregadas o en construcción	1	2	5	1 + 1
Casco	43.5 x 22.5 m	48 x 23.5 m	55.5 x 32.2 m	75.9 x 40 m
Longitud de columnas	57.5 m	60 m	73.2 m	90 m
Máxima profundidad de agua	30 m	30 m	40 m	45 m
VDL	1,000 t	1,100 t	1,250 t	3,800 t

- 4.2 **NG Series**. Unidades para la construcción offshore, mantenimiento, servicios de pozos e instalaciones. Son unidades autopropulsadas y posicionamiento dinámico DPS2. El diseño de su casco le proporcionan características marinerías y velocidades de hasta 10 kn a pleno calado.



o NG-2500X **Leviathan**, 2009



o NG-2500X **SEP 450**, 2012

Clase	NG-600	NG-1650	NG-2500X
Unidades entregadas o en construcción	1	1	5 + 3
Casco	55 x 18 m	50 x 30.5 m	61.2 x 36 m
Longitud de columnas	45 m	78 m	85 m
Máxima profundidad de agua	25 m	48 m	40 m
VDL	550 t	650 t	1,300 t



o NG-9000C Sea Installer, 2012



o NG-5500C Sea Jacks Zaratan, 2012

Clase	NG-5500C	NG-7500C	NG-9000C	NG-10000X4
Unidades entregadas o en construcción	1	-	4+1	-
Casco	81 x 41 m	101 x 40 m	129 x 39 m	115 x 50 m
Longitud de columnas	85 m	81.5 m	81 m	115 m
Máxima profundidad de agua	45 m	45 m	45 m	65 m
VDL	3,000 t	5,000 t	6,000 t	6,500 t
Capacidad máxima grua principal	800 t	800 t	800 t	1,200 t

5. SEMI-SUBMERSIBLES CONSTRUCTION VESSELS, SSCVs, Plataformas semi-sumergibles para la construcción offshore, sobre la que se instalan grúas de hasta 7000 tons u otras adaptadas para habilitación.

5.1 ACOMODATION SEMI-SUBMERSIBLES. Gusto MSC ha suministrado dos unidades de semis para acomodación, basados en el diseño DSS20, la DSS20-NS-DP3 es una unidad para operación en el Mar de Noruega con capacidad para 440 bloques de acomodación. Puede ser fondeada o posicionada con DPS3. Una segunda unidad está en construcción de esta serie. En base a la clase OCEAN, se ha diseñado la OCEAN500, para acomodar 450 POB en el Mar del Norte (NORSOK standard). La primera unidad está bajo construcción en COSCO.



o DSS20-NS-DP3 Floatel Superior, 2010



o OCEAN500

Floatel Superior tiene una eslora de 95 m, manga de 65 m y desplaza en operación 29.030 t, diseñada para ambientes duros. VDL 2700 tons

5.2 SEMI-SUBMERSIBLES OFFSHORE CRANES, SSCVs, gruas flotantes semi-sumergibles. Gusto MSC entregó a finales de 1987 la Saipem 7000, que es a día de hoy la segunda grúa con más capacidad que se ha construido. Es una semi-sumergible de seis columnas estabilizadoras y dos pontones, y una cubierta superior sobre la que se instalan dos grúas de celosía de 7000 tons de capacidad cada una, para un total de 14000 tons. En una reciente actualización se han instalado 12 thrusters que le proporciona capacidad de posicionamiento dinámico, DPS3. Esta unidad dispone de equipo para instalación de tubería submarina de hasta 32", en aguas de hasta 3000 m de profundidad. Eslora 175 m, manga 87 m, puntal 45 m y VDL 15,000 tons.



6. CONSTRUCTION VESSELS, CVs, Barcos para la construcción offshore.

6.1 CONSTRUCTOR CLASS. La clase Constructor se ha diseñado específicamente para los requerimientos de la construcción offshore para oil & gas y el mercado SURF (Subsea Umbilicals, Risers and Flowlines). Estas unidades incluyen sistemas de tendido de tubería submarina o tendido de cables submarinos, capacidad de posicionamiento dinámico DPS2/3. Estos barcos constan de cubiertas amplias y despejadas para operaciones de izado. Pueden instalarse sobre ellos grúas de gran capacidad, para lo que se instalan sistemas de lastre activo que reducen los ángulos de escora. Gusto ha diseñado los siguientes buques.

6.1.1 PIPELAY VESSELS, Buques tiende tuberías, 3 unidades entregadas entre 1973 y 1999, y 6 conversiones de buques existentes entre 1993 y 2006.

○ Technip **CSO Deep Blue**, 1999



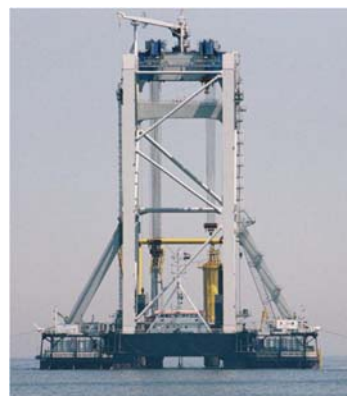
6.1.2 CRANE/PIPELAY VESSELS, 3 buques entregados entre 1999 y 2010, capacidades de hasta 7500 tons de elevación

- CNOOC **HAI YANG SHI YOU 201**, 2010



6.2 HEAVY LIFT VESSELS, 2 unidades entregadas de buques para cargas pesadas entre 1980 a 1990.

- Ballast Nedam, **HLV SVANEN**, 1990



7. MOBILE PRODUCTION UNITS, MOPUs, unidades de producción móviles.

7.1 **JACK-UP TYPE.** Gusto ha diseñado este tipo de unidades de producción como solución a los pozos de corta vida productiva en los campos offshore de oil & gas, con o sin acceso directo a la infraestructura de tubería de exportación, en aguas donde el calado y el ambiente no hace viable el uso de FPSOs. El concepto de diseño es de una unidad directamente soportada en el fondo marino o en una estructura metálica de almacenamiento, tanque, que a su vez está apoyada en el fondo, con tres o cuatro patas firmemente ancladas o conectadas al tanque metálico. Se han instalado dos unidades de este tipo, una en la costa danesa y otra el Mar Caspio. Existe otra unidad en diseño para instalar en el Mar de Noruega. Profundidades de operación hasta 100 m, cubiertas de 50 x 60 m, carga máxima sobre cubierta de 11,000 tons, capacidad de hasta 8,8 MCN/d de gas y 50,000 bopd.

- MOPUstor **SIRI**, 1999



7.2 **SEMI-SUBMERSIBLES TYPE**, en 2004 junto con SBM Atlantia, Gusto MSC desarrolló el diseño de las semi-sumergibles para producción **DeepDraft Semi™**, con un comportamiento en la mar que le permite usar Risers de catenaria metálica (SCRs), en aguas ultra profundas. Se conoce esta serie como **MOPUstor**, unidades de producción y almacenamiento móviles. Se han entregado entre 2005 y 2009, 6 unidades de esta serie. Son semi-sumergibles de cuatro columnas estabilizadoras conectadas por el fondo con cuatro pontones, fondeada por 12 líneas al lecho marino. Se han instalado en el GOM, en profundidades de hasta 8000 pies (2434 m). El casco (Independence Hub) tiene dimensiones 70.7 x 70.7 m, columnas de 14 x 14 m, calado de 32 m y una cubierta en dos niveles de 67 x 42 m. Acomoda hasta 20 SCR de producción y otros 20 de exportación. Peso muerto de hasta 23,000 tons. Producción máxima de 45,000 bopd de oil y 70 MMscfd de gas.



○ MOPUstor **THUNDERSAWK**, 2009



7.3 **PRODUCTION VESSELS**. Gusto MSC ha desarrollado diseños de embarcaciones para trabajos de intervención usando los diseños de MODUs. Para adelantarse a la futura demanda de velocidad, capacidad de carga y medioambiental que impondrá el mercado futuro, Gusto MSC ha desarrollado diseños avanzados y robustos en semi-sumergibles y monocascos.

La clase **WIV10.000** se ha desarrollado para las operaciones de intervención de pozo, utilizando como plataforma un monocasco, que es capaz de acomodar en su cubierta los 60 m del sistema de manipulación de tubulares y la grúa de 400 tons, para el desmantelamiento de Risers y las operaciones de tubing, TTRD (Through Tubing Rotary Drilling), cegado y abandono del pozo. No se ha construido ninguna unidad de este diseño. Las características principales son, eslora total de 150 m, manga 30 m, calado 13 m. DPS3. Velocidad en tránsito 16 kn.



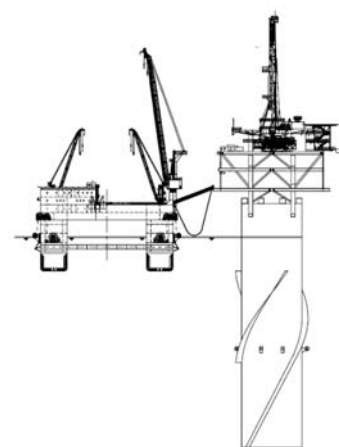
VI. FRIGSTAD ENGINEERING

Ref. 6

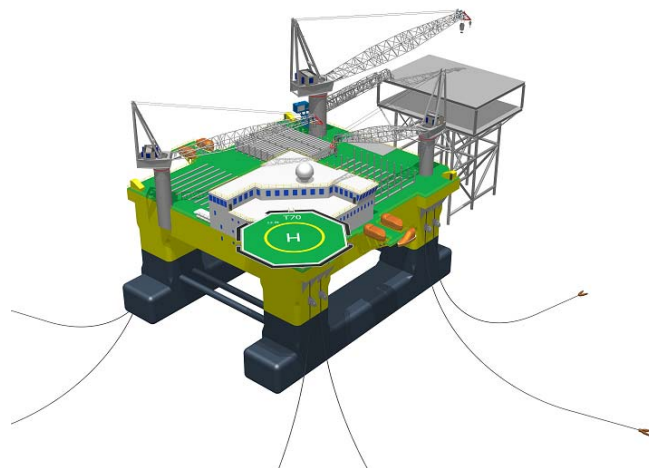
Los orígenes de Frigstad Engineering se remontan a 1981, cuando Harald Frigstad (Noruega) se estableció como diseñador independiente tras una dilatada carrera en el diseño offshore. Hoy día es una compañía diversificada en el ámbito de los servicios Offshore para el mercado Oil & Gas. Tiene su sede social en Chipre. La oficina de ingeniería se localiza en Singapur, con oficinas regionales en Noruega y Rio de Janeiro. La adaptación de diseños existentes a nuevos requerimientos de explotación así como el diseño de nuevas unidades es su principal ámbito de desarrollo. Frigstad Engineering focaliza sus soluciones en plataformas semi-sumergibles, de la que solo se ha construido y puesto en operación una unidad, la SCARABEO 9 de Saipem.

1. **SEMI-TENDER UNITS, TAD (Tender Assist Drilling).** Unidades de soporte a instalaciones de perforación fijas offshore o móviles, con escasa plataforma disponible, que requieren de un espacio extra para el acopio de materiales para perforación, espacio para habilitación, etc.

- 1.1 **T60 Unit.** Semi-sumergible de cuatro columnas estabilizadoras, diseñadas en 2005 para profundidades de hasta 6,000 pies (1,829 m), para ambientes duros con límites en velocidad del viento de 100 kn y olas de altura $h_s = 24.6$ m. Eslora de pontones 70 m, manga de pontones 12 m. Superficie de cubierta 60 x 60 m. Capacidad para acopiar consumible de perforación, VDL 4,500 tons y desplazamiento máximo de 18,348 tons. Estas unidades son exclusivamente para fondear. No se han construido unidades de este diseño.



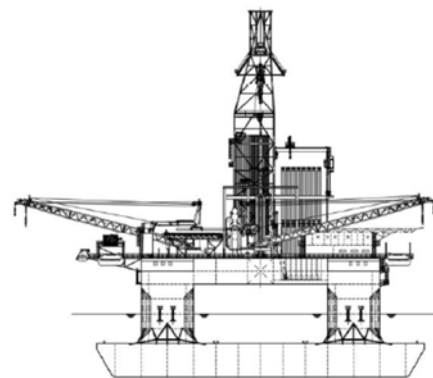
- 1.2 **T70 Unit.** Semi-sumergible de cuatro columnas estabilizadoras, diseñadas en 2009, para operar como plataforma auxiliar a SPARs y TLPs, en aguas del GOM en profundidades de hasta 7,000 pies (2,133 m). Para ambientes duros con límites en velocidad del viento de 100 kn y olas de altura $h_s = 29.2$ m. Eslora de pontones 80 m, superficie de cubierta 70 x 70 m. Capacidad para acopiar consumible de perforación, VDL 4,600 tons y desplazamiento máximo de 30,409 tons. Estas unidades se pueden adaptar a DPS aunque se diseñan con 8 líneas de fondeo. No se han construido unidades de este diseño hasta la fecha, aunque se está desarrollando en la actualidad la ingeniería de detalle para una unidad.



1.3

2. **SEMI-SUBMERSIBLES DRILLING UNITS, SSDRs.** Unidades de perforación móviles en aguas profundas y ultra-profundas, para exploración y desarrollo de pozos offshore. Son semi-sumergibles con 4 columnas soportadas dos a dos sobre dos pontones longitudinales, conectados por bracing horizontal, no diagonal, minimizando el reforzado externo al casco.

2.1 **D70.** Semi sumergible diseñada para operar en ambientes duros con velocidades del viento de hasta 100 kn y máxima altura de ola, $h_s = 23.3$ m, y aguas profundas de hasta 1,524 m, y capacidad para perforar hasta 12,200 m. Se diseña en su versión standard para estar fondeada. Eslora de pontones de 88 m, cubierta de 60 x 60 m, calado operativo de 16 m. VDL de 5,000 tons y desplazamiento operativo máximo de 23,719 tons. No se han construido ninguna unidad de esta plataforma.



2.2 **D80.** Semi sumergible de 6ª generación, DPS3, diseñada para operar en ambientes duros con velocidades del viento de hasta 100 kn y máxima altura de ola, $h_s = 17.7$ m, con air gap de 9.5 m en operación y aguas profundas de hasta 3,048 m, y capacidad para perforar hasta 15,240 m. Eslora de pontones de 105 m, cubierta de 73 x 72 m, calado operativo de 19 m. VDL de 6,100 tons y desplazamiento operativo máximo de 36,618 tons. No se han construido ninguna unidad de esta plataforma.



2.3 **D90.** Semi sumergible de 6ª generación, DPS3, diseñada para operar en ambientes duros con velocidades del viento de hasta 100 kn y máxima altura de ola, $h_s = 29.4$ m, con air gap de 10.5 m en operación y aguas ultra-profundas de hasta 3,658 m, y capacidad para perforar hasta 15,240 m. Eslora de pontones de 115 m, cubierta de 89 x 81 m, calado operativo de 24 m. VDL de 10,000 tons y desplazamiento operativo máximo de 53,800 tons. Se ha previsto el montaje de dos tipos de rig dual sobre el mismo flotador. Hasta la fecha se ha puesto en servicio una unidad de este diseño



o D90 MH Dual Ram Rig



o D90 MH Dual Cilinder Rig



o SAIPEM **SCARABEO 9**, 2011

D90 MH Dual Ram Rig,



VII. GLOBAL MARITIME

Ref. 7

Global Maritime se fundó en Londres en 1979, es una consultora independiente de ingeniería y servicios para el sector offshore del Oil & Gas y marino, con oficinas centrales en Stavanger, Noruega, desde 2000. En 2012 la compañía noruega de inversiones Hitec Vision, anunciaba la adquisición de la mayoría de acciones de la Compañía. Ofrece servicios de diseño conceptual, construcción y operación, así como el de-comisionado de unidades operativas. La compañía ha desarrollado diseños de semi-sumergibles para COSL, en operación y otro tipo de embarcaciones de apoyo a la construcción y operación offshore. Colabora con Keppel FELS y Friede & Goldman en la elaboración de proyectos de actualización y mejora de SSDRs en operación.

1. SEMI-SUMERGIBLES.

- 1.1 **GM 4000.** Semi-sumergible de 6ª generación, DPS3, cuatro columnas estabilizadoras, con diseño versátil para su empleo en perforación, intervención de pozos, acomodación y soporte a la construcción, diseñada para operar en ambientes duros del Mar del Norte y Mar de Noruega, con profundidades hasta 750 m y longitud de perforación de 9,100 m. La posición se mantiene con el uso del sistema de posicionamiento dinámico por medio de 6 thrusters o con el uso de 8 líneas de fondeo. Velocidad de transito de 10 kn. Eslora de pontones de 104.5 m, cubierta de 81.5 x 65 m, calado operativo de 17.75 m. VDL de 4,000 tons y desplazamiento operativo máximo de 36,400 tons. Se han construido tres unidades para perforación, conocidas como GM 4000-D. una más GM-4000-D y una para intervención, GM 4000-WI, están en construcción.

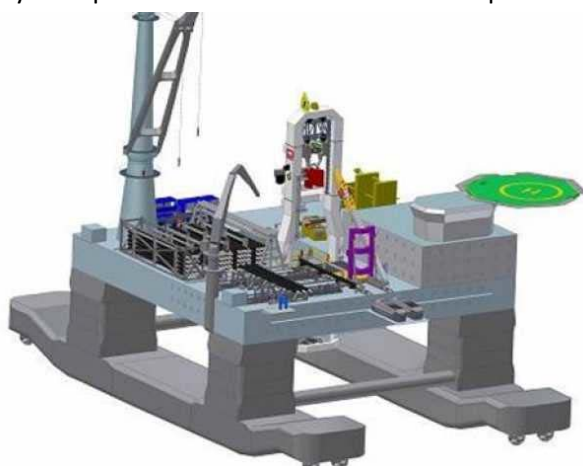


o Coslo Pioneer, 2010



o Coslo Innovator, 2011

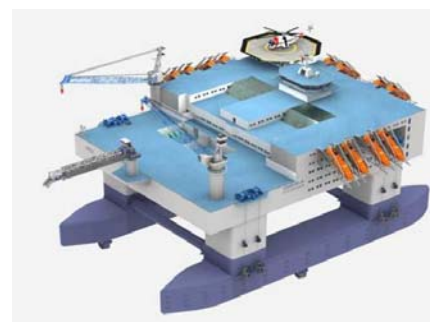
- 1.2 **MMX**, Semi-sumergible especialmente diseñada para la tecnología “SlimWell”, perforación del pozo en secciones más delgadas, llevándoles a un tamaño óptimo de la tubería en la zona de interés, manteniendo la integridad del pozo y la capacidad de intervención. Esto supone una reducción en las necesidades de materiales consumibles para la perforación, por tanto disminuye las dimensiones del flotador y su VDL. Se está diseñando el prototipo para StatoilHydro ASA, por lo que no existe ninguna unidad en operación. Es de especial interés el diseño de los pontones, en el prototipo.



1.3 GM-Constructor. Semi-sumergible en fase de diseño con gran versatilidad, para aplicaciones de decomisionado, instalación y construcción. Destaca en los diseños que se han publicado la gran apertura de su cubierta sobre la que se puede instalar sistemas de izado de gran capacidad o módulos de servicios varios. No hay información de sus características principales.



1.4 GM 500A. Semi-sumergible de 4 columnas estabilizadoras y dos pontones, basada en el diseño GM 4000, con DPS3 para acomodación en ambientes duros del Mar del Norte. Eslora 104.5 m, manga 65 m, columnas 13 x 13 m. Calado de tránsito 9.5 m y calado en operación 17.8 m. Desplazamiento en operación 32.600 tons, Air gap en operación 11.5 m. Peso muerto 5,600 tons. Capacidad para acomodar 500 personas. Hay una unidad en construcción, AXIS TBN1 con fecha de entrega 2014.



VIII. SEVAN MARINE

Ref. 8/9

Sevan Marine es una compañía Noruega que construye y opera sus propias unidades offshore para perforación, producción y almacenamiento de crudo y gas. La compañía se fundó en 2001, para el desarrollo de un diseño innovador, con base en un flotador cilíndrico sobre el que se soportarán las distintas instalaciones para el desarrollo offshore. El primer paso fue la evaluación de astilleros que pudieran construir los flotadores a costo eficiente, en el extremo oriente. Desarrollada la tecnología y los estudios de viabilidad para producción y construcción por las principales consultoras, en 2003 se patentó la tecnología Sevan, y se firmó un acuerdo de cooperación para la construcción de flotadores con Yantai Raffles, China. En 2004 se cierran acuerdos con Petrobras y la compañía entra en bolsa. En 2005 se firma el primer FPSO para Petrobras, en modalidad chárter. En 2005 adquieren al 100% Kanfas AS, ingeniería dedicada al diseño de procesos para el mercado Oil & Gas offshore. En 2006 se crea Sevan Drilling, para la construcción y operación de las unidades construidas, y dar servicio a los contratos chartering.

La tecnología Sevan aporta versatilidad que reclamaba la industria offshore desde hace tanto tiempo. Con un solo flotador se pueden dar soluciones eficientes para FPSOs, Floating Production Storage and Offloading, así como para MODUs, Mobile Offshore Drilling Units. El principal componente de la tecnología es su flotador con casco cilíndrico. Los FPSOs utilizan el casco para carga y almacenamiento, así como para lastre segregado. Las MODUs utilizan este casco para el almacenamiento de lodos y agua de perforación, así como para carga y agua de lastre. Todos los sistemas de perforación y trasiego de líquidos están en el interior del casco, no hay equipos sobre cubierta. Pero la gran ventaja del flotador cilíndrico es la gran área de cubierta disponible, así como su inmejorable comportamiento en la mar frente a movimientos de arfada, balances y aceleraciones en las plataformas de trabajo.

Estas unidades pueden instalarse en fondos desde 30 a 3000 m. Pueden fondearse o montar DPS. Las MODUs son autopropulsadas y DP3.

Estas unidades tienen buen comportamiento en aguas árticas, con hielo en superficie.



CLASE	Almacenamiento (bbl)	Desplazamiento tons	Diámetro m			Area de cubierta m ²	
			Casco	Cubierta principal	Cubierta proceso	Sobre tanques	Cubierta proceso
SEVAN 300	300,000	55,000	60	64	69	3,220	3,740
SEVAN 650	650,000	110,000	75	85	90	5,670	6,360
SEVAN 1000	1.000,000	180,000	90	102	107	8,170	8,990
SEVAN 2000	2.000,000	350,000	108	123	128	11,880	12,860

CLASE	Unidades construidas		Unidades en construcción (2014)	
	FPSOs	MODUs	FPSOs	MODUs

SEVAN 300	3			
SEVAN 650		3		1
SEVAN 1000			1	



○ FPSO Sevan Voyager, 2011



○ FPSO Sevan Piranema, 2008



o MODU Sevan Brasil, 2012



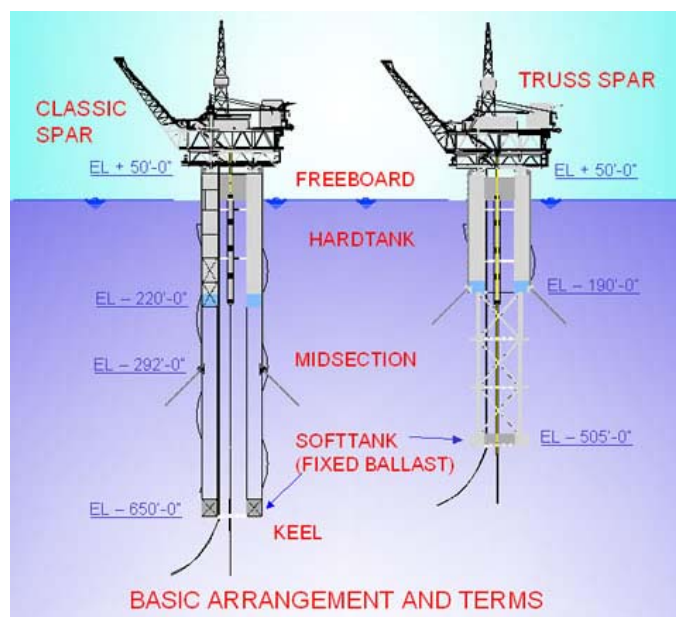
o FPSO Sevan Goliat, 2013 en construcción

IX. FloaTEC, LLC

Ref. 10

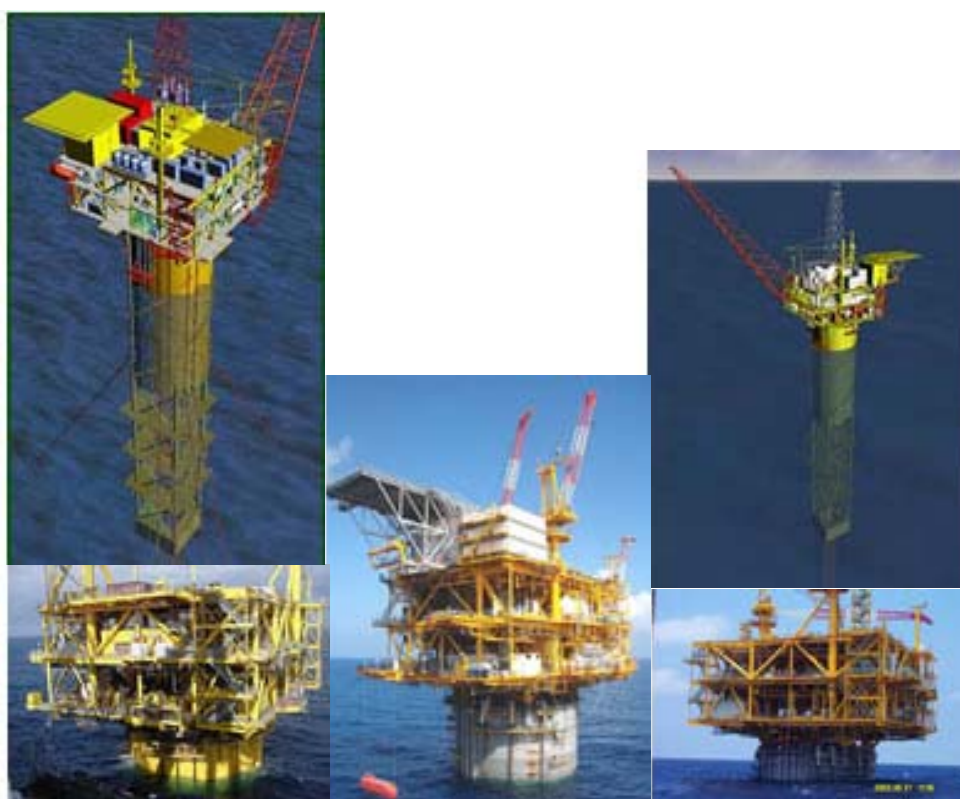
FloaTEC es una joint venture (unión de empresas) entre **McDermott International** (USA) y **Keppel FELS** (Singapore), fundada a mediados de los 90, con oficinas centrales en Houston, Texas. FloaTEC hace uso de las patentes que McDermott desarrolló junto con **Technip** en los años 80 de flotadores SPARs, así como otras desarrolladas por ellos mismos. FloaTEC se centra en el diseño de flotadores para unidades de producción en aguas profundas, FPS, con soluciones Wet Tree y Dry Tree, desarrollando TLPs (Tension Leg Platforms), SEMIs (Semi-sumergibles) y la tecnología SPAR.

1. **SPARs, Single Point Mooring Reservoirs**, que se podría traducir como tanque de un solo punto de amarre, utilizadas en grandes profundidades, son plataformas cuyo flotador está constituido por un cilindro vertical de gran diámetro, sobre el que se dispone una cubierta con las instalaciones correspondientes al uso que se destina. En el fondo del cilindro se dispone un lastre fijo de mayor densidad que el agua de mar, que contribuye a que el centro de gravedad del conjunto se disponga por debajo de su centro de carena, asegurando la estabilidad en cualquier condición de operación, incondicionalmente estable. La primera SPAR en operación para Oil & Gas fue la "Neptuno", instalada en el GOM en 1996. Existen tres tipologías de SPARs, Clásico, Truss y Cell. FloaTEC diseña y construye Truss SPARs. Estas plataformas tienen cuatro grandes componentes, casco, sistema de fondeo, Risers y topside deck. Estas plataformas son ideales para aplicar la tecnología Dry Tree para explotación del pozo. Estas plataformas resultan el 30% más baratas en su inversión inicial, que otras tipologías para grandes profundidades. El elevado calado de estas unidades, ayuda a minimizar los movimientos de arfada. Este elevado calado y la gran inercia filtra los movimientos producidos por la frecuencia de las olas. El periodo natural en arfada y cabeceo están muy por encima del rango de frecuencias de los espectros energéticos de las olas. Los grandes periodos mitigan los esfuerzos dinámicos en los Risers y fondeos, que son menores que en flotadores monocasco o semi-sumergibles. El elevado calado, así como la protección



que provee el flotador a los Risers en su ascenso al topside, reducen los esfuerzos de olas y corrientes sobre estos, disminuyendo las cargas y fatiga sobre estos. El buen comportamiento en cuanto a movimientos verticales y arfada es lo que provee a estas unidades su uso con Dry Tree, lo que da un acceso vertical al pozo desde la cubierta, lo que permite a la SPAR se configurada como unidad de perforación, intervención/repación o producción/procesado, o combinaciones entre ellas.

1.1 **TRUSS SPARs**, o SPAR en racimo, tiene tres diferentes secciones. Una sección cilíndrica superior que aporta flotabilidad y conocida como “hard tank”. La sección media o racimo que provee soporte y separación a las placas anti-arfada, y a la vez provee separación y soporte al tanque de quilla. El tanque de quilla, conocido como “soft tank”, contiene el lastre fijo y actúa como un punto de soportado fijo de los Risers (de producción y exportación) al tener unas respuestas dinámicas menores ante las acciones exteriores, que junto a la superficie del mar. FloaTEC ha diseñado y construido tres plataformas SPARs desde 2001 a 2004, toda instaladas en el GOM. Todas ellas son unidades de producción.



		DEVIL TOWER	FRONT RUNNER	MEDUSA
<i>Profundidad</i>	m	1,710	1,015	677
<i>En servicio</i>	desde	2001	2004	2003
<i>Diámetro casco</i>	m	28.6	28.6	28.6
<i>Long. casco</i>	m	178.6	178.6	178.6
<i>Long. “Hard Tank”</i>	m	73.6	81	71
<i>Peso del casco</i>	tons	11,961	13,372	11,642
<i>Risers</i>	unds	8	8	6
<i>Top Side</i>	m	56.4 x 50.9	50.7 x 34.9	51.8 x 51.8
<i>Carga Top Side</i>	tons	8,520	10,167	8,159
<i>Producción</i>	MMscfd	110	110	110
	MBopd	60	60	40
<i>Tuberías de exportación</i>	unds	1 gas 1crudo	1 gas 1crudo	1 gas 1crudo

- 2 **ETLP^R, Extended Tension Leg Platform**, plataforma extendida de tendones tensados, es una evolución de la clásica TLP, cuyo diseño es de propiedad registrada por FloaTEC (adquirida a ABB Lummus Global). El diseño se basa en una plataforma semi-sumergible de cuatro columnas conectadas por el fondo por un pontón de anular de sección cuadrada. Sobre este pontón se extienden unos pescantes estructurales sobre los que se afirman los tendones de fondeo. En la TLP se asegura el balance entre las fuerzas verticales que actúan sobre la plataforma, las fuerzas fijas y variables sobre la plataforma más la tensión en los tendones son iguales al desplazamiento. El CdG se debe situar cercano al centro geométrico de la plataforma. Se obtiene un desplazamiento positivo, fijando el calado por debajo del correspondiente al peso en rosca más las cargas variables. Esto resulta en una carga vertical aplicada a los tendones, manteniéndolos en tensión constante, y con ello minimizando los movimientos verticales bajo acción de fuerzas externas. Para compensar la variación de carga como consecuencia de la instalación de Risers o consumos, se utiliza el lastre de la plataforma con agua de mar y el tensado de los tendones. El nuevo diseño ETLP consigue los siguientes beneficios sobre el anterior TLP;

- Disminución de balance y cabeceo por estar más alejado del centro de flotación los firmes de los tendones.
- Menor inercia al giro, al reducir el periodo natural de cabeceo y balance.
- Reducción en el peso de casco y cubierta al reducir la sección del flotador.
- Como consecuencia del anterior, mayor capacidad de carga.
- Reducción del número de tendones

Estas unidades integran facilidades para perforación y producción de pozo, explotando el pozo con Dry Tree Technology. FloaTEC ha entregado hasta la fecha 3 unidades ETLP para perforación y explotación de pozo, de ellas una para producción, y dos más están en construcción



		KIZOMBA A	KIZOMBA B	MAGNOLI
Profundidad	m	1,177	1,177	1424
En servicio	desde	2001	2003	2005
Calado	m	34.1	34.1	25
Columnas	m	14.48 x 14.48	14.48 x 14.48	17.5 x 17.5
Top Side	m	73.1 x 60.9	73.1 x 60.9	67.6 x 67.6
Carga útil	tons	20,793	20,793	11,024
Desplazamiento	tons	53,100	53,100	34,317
Tendones		8 x 32"	8 x 32"	8
Risers	unds	36	36	8
Producción	MMscfd	400 a FPSO	400 a FPSO	150
	MBopd	250 a FPSO	250 a FPSO	40



- CHEVRON **BIG FOOT**, servicio previsto en 2014. ETLP en construcción

- 3 **SEMI-SUBMERSIBLE, FPS**, Semi-sumergibles para producción a flote, de cuatro columnas estabilizadoras conectadas en el fondo por un pontón en anillo de sección cuadrada. El tope de las columnas se conecta con el top side por medio de estructuras de celosía sobre la que se sitúan los diferentes módulos para habilitación, elevación, producción, etc. Esta disposición provee una gran flexibilidad de fabricación y montaje. Se diseñan con elevado calado, **DDS** (Deep Draft Semi), para minimizar la respuesta a la arfada en las regiones de bajo periodo de ola, respecto a las Semis con menor calado de operación. El menor movimiento frente a la acción de las olas induce menor fatiga en la estructura del flotador y las conexiones de los Risers. Son unidades fondeadas con 12 líneas. FloaTEC no ha construido ninguna unidad de este diseño.



- 4 **NUEVOS DISEÑOS**, FloaTEC ha presentado diseños evolucionados de semi-sumergibles para producción y perforación en aguas profundas, orientados a minimizar los movimientos de arfada que las haga compatibles con el uso de la tecnología Dry Tree. No se han divulgado

4.1 **T-SEMI_{TM}. Truss Semi**, Semi-sumergible evolucionada de la DDS, con racimo. Siguiendo la tecnología Truss Spar, se instalan en el fondo de la Semi, estructura y placas anti-arfada para minimizar la respuesta dinámica del flotador a las acciones de las olas.

4.2 **E-SEMI_{TM}. Extended Semi**, Semi-sumergible con placa anti-arfada extensible. Siguiendo el diseño básico de la DDS, se instalan en el fondo de esta una placa amortiguadora de arfada extensible, desplegable en el momento de su instalación.



○ T-SEMI_{TM} design



○ T-SEMI_{TM} design

X. Keppel FELS

Ref. 11

Keppel FELS es la división dedicada al diseño y construcción offshore de **Keppel Offshore & Marine** (KO&M), que a su vez forma parte de **Keppel Corporation**, compañía de alcance global, diversificada en otros negocios como infraestructuras, propiedades e inversión. **Keppel Shipyard** es la división marina de KO&M, dedicada a la reparación, conversión y construcción de todo tipo de buques y equipos offshore, siendo líderes en FPSOs, FSs and FSRUs. **Keppel Singmarine** es la división dedicada al diseño y construcción de buques especializados de alto nivel tecnológico para aplicaciones offshore, AHVs, TSVs, OSVs, Icebreaker, etc. La Corporación tiene sus orígenes en 1968 cuando el gobierno de Singapur privatizó los astilleros de reparación tras su recepción a la armada inglesa, que los fundaron en la bahía de Keppel en 1859. A principios de los 70, Keppel Shipyard adquiere acciones de FELS, Far East Shipbuilding Industries Limited, renombrado posteriormente como Far East Livingston Shipbuilding, FELS. En esta década FELS construye su primera plataforma Jack-up, semi-sumergible y barco de perforación. En 1975 Keppel Shipyard inaugura un astillero en Filipinas y compra Singmarine, astillero de reparación y construcción de buques de medio porte en Singapur. En 1986, Keppel Shipyard se convierte en Keppel Corporation. En los 90s la compañía se extiende a USA, el Caspio, UAE, Noruega y Bulgaria, con la adquisición de astilleros y abriendo oficinas de ingeniería. FELS se renombra Keppel FELS y Singmarine, Keppel Singmarine. En el 2000 Keppel FELS entra en Brasil en Joint Venture con Pem Setal Group, e inician las actividades de construcción de unidades offshore para Brasil y el GOM, con tecnología propia. Sigue la expansión de Keppel O&M con la compra de el astillero Verolme en Holanda, y otras en Kazakhstan, China e Indonesia. Keppel O&M se convierte en uno de los mayores líderes en construcción naval en la actualidad. En 2012 adquieren la ingeniería **Bennett & Associates**, que dispone de tecnología propia en el diseño de plataformas. Keppel FELS, dispone de diseños y licencias propias de flotadores para el mercado offshore, que se detallan a continuación.

1. **Jack-Up Units**, unidades auto elevables. Keppel FELS diseña Jack-Ups de nueva generación y tienen incluso patentes de componentes como los sistemas de elevación, fijación, auto posicionamiento y los sistemas de deslizado para las columnas. Desde su primer diseño y construcción en 1999, se han entregado o están en construcción, un total de 100 unds hasta la fecha, con nuevos contratos anunciados en las últimas fechas.

- 1.1 **KFELS B Class**. Plataformas auto-elevadas para perforación con cantiléver y operación en aguas de hasta 400 pies, (122 m) de profundidad, y perforación de hasta 30,000 pies, (9,144 m). La primera unidad de esta clase se entregó en el año 2000 y desde entonces, 30 unidades están en operación. Eslora de 71.3 m, manga de 63.4 m, Air gap = 14 m, VDL = 3,400 tons, desplazamiento en tránsito, 15,412 tons

- o Gulf Drilling International **AI-KHOR**, 2006



- 1.2 **KFELS Super B Class**. Plataformas auto-elevadas evolucionadas de las B Class para perforación con cantiléver y operación en aguas de hasta 425 pies, (129.5 m) de profundidad, y perforación de hasta 35,000 pies, (10,668 m) a mayor presión y temperatura. Eslora de 75 m, manga de 66.4 m, Air gap = 30.5 m, VDL = 3,400 tons, desplazamiento en tránsito, 15,576 tons.

- o Japan Drilling Company **HAKURYU-11**, 2006



1.3 **KFELS Super A Class.** En 2011 KFELS introduce esta clase para ambientes ultra duros en áreas frías, incluidos los sectores, británico, danés y holandés del mar del norte. Para Operación en aguas de hasta 400 pies, (122 m) de profundidad, y perforación de hasta 40,000 pies, (12,192 m). Eslora de 75 m, manga de 76.2 m, Air gap = 45 m, VDL = 3,400 tons, desplazamiento en tránsito, 21,962 tons.

o **ENSCO 120**, 2013



1.4 **KFELS N Class.** Con esta serie KFEELS incrementa el límite de profundidad marina, para ambientes duros del sector noruego del Mar del Norte. Tiene capacidad para módulos de proceso. Para Operación en aguas de hasta 500 pies, (152 m) de profundidad, y perforación de hasta 35,000 pies, (10,668 m). Eslora de 80.4 m, manga de 88 m, Air gap = 45 m, VDL = 8,000 tons.

o **Rowan Stavanger**, 2011



2 **KFELS MPSEP, Multi-Purpose Self-Elevating Platform**, plataformas auto elevadas multipropósito, se han diseñado para la instalación de aerogeneradores marinos, para ambientes duros del Mar del Norte, en aguas de hasta 65 metros de profundidad. Esta embarcación puede realizar igualmente trabajos de intervención en pozo, mantenimiento, construcción y decomisionado de instalaciones offshore. Los spuds son celosías, y no perfiles solidos como los que se montan en otros buques de su clase. Unidad con DPS2 y grúa de 1200tons. Eslora, 151 m, Manga 50 m, calado 5.12 m, desplazamiento 23,805 tons, área de cubierta de 3,750 m², carga sobre cubierta admisible de 10 t/m²,

o **WORKFOX SEAFOX 5**, 2012



3 **SEMI-SUBMERSIBLES.** La filial de Keppel FELS, DTG (Deepwater Technology Group) colabora con GUSTO MSC en el desarrollo y construcción de semi-sumergibles de la serie DSS, que ya se describieron en apartado anterior. Un desarrollo conjunto y evolucionado de la DSS 38 es la nueva **DSS 38E**, de estas hay 6 unidades en construcción que perforarán hasta 10,000 m bajo la mesa rotativa en aguas ultra-

profundas (3,000 m) del Atlántico Sur, Brasil. Son unidades de 6ª generación que incorporan DPS3. Las primeras unidades se comenzarán a entregar a mediados de 2015.

- o Odebrecht **BOTINAS**, 2019
- o Petroserv SA **PORTOGALO**, 2016
- o Sete Brasil SA **URCA**, 2015



3.1 **DSS™ 51E**. Semi-sumergible de 6ª generación, winterized evolucionada de la serie DSS para operaciones de perforación en ambientes severos del GOM. Diseño en desarrollo del que no se publican especificaciones. Se desarrollan en conjunto con GUSTO MSC.

3.2 **DSS™ 60HE**. Semi-sumergible de 6ª generación, winterized, evolucionada de la serie DSS para operaciones de perforación en ambientes severos del Mar del Norte. Diseño en desarrollo del que no se publican especificaciones. Se desarrollan en conjunto con GUSTO MSC.

3.3 **KFELS SSDT™**. Semi-sumergible para operar como auxiliar de perforación a plataformas fijas TLPs o SPARs, en aguas de hasta 1,981 m de profundidad. Son unidades de 6 columnas y dos pontones con cubierta tipo casco (cajón). Unidades posicionadas mediante amarre. Se han construido 7 unidades de esta serie, todas operativas, en aguas del oeste africano, mar de china y caribe. Eslora 111 m, manga 36 m, puntal 20.4 m. cubierta de 93.8 x 36 m. VDL = 3,600 tons, desplazamiento en operación (15 m) = 20,759 tons.

- o PV DRILLING V- TAD, 2011



3.4 **SSAU4000NG**. Semi-sumergible de seis columnas estabilizadoras para servicios de acomodación de nueva generación, con capacidad para operar junto a plataformas fijas y FPSOs, con total disposición de medios de elevación y contra incendios. Es una evolución de su anterior diseño SSAU™ 3600, incorporando capacidades de posicionamiento dinámico DPS3, especificadas para operar en aguas británicas del Mar del Norte así como GOM, Brasil y Australia Occidental. No se han construido unidades de este diseño. No trascienden especificaciones.



XI. BASSOE TECHNOLOGY

Ref. 12

BASSOE TECHNOLOGY es una compañía fundada en 2007 en Göteborg, Suecia, para el desarrollo de diseños y supervisión en la construcción de avanzadas unidades flotantes offshore, así como aportar servicios de ingeniería al mercado offshore. Sus técnicos con experiencia previa en el astillero de Götaverken Arendal AB, desarrollan proyectos de unidades móviles offshore para la producción, perforación, servicio y acomodación. Ese mismo año se fundó BassTech AS en Oslo, Noruega, como soporte de Bassoe Group con expertos en desarrollo básico de proyectos. En Diciembre de 2013, CIMC Offshore, filial de CIMC (China International Containers Group), adquiere el 90% de Bassoe Technology, como soporte tecnológico de CIMC RAFFLES, para el desarrollo y construcción de unidades offshore.

1. **TENDER SUPPORT UNITS**, unidades de apoyo a plataformas fijas o flotantes ancladas.

- 1.1 **BT-3500 TSV, Tender Support Vessel**. Nueva generación de semi-sumergibles con cuatro columnas estabilizadoras y dos pontones arriostrados por bracing transversal en base de columnas, unidades para operación en ambientes duros y aguas profundas de Brasil, GOM, sureste de Asia y oeste de África. asisten a la perforación con el auto-instalable TAD, Tender Assist Drilling. El concepto TAD permite instalar una sustancial parte de los equipos de perforación e instalaciones auxiliares, a bordo de la BT-3500 TSV, situándose fondeada junto a la plataforma fija, conectadas ambas por medio de una pasarela. Esto reduce el peso sobre la plataforma fija durante las labores de perforación, reduce cargas en los fondeos de la plataforma fija, incrementa la capacidad de almacenaje en el pozo y seguridad a las operaciones y personal.



La BT-3500 TSV se diseña para 10 líneas de fondeo. VDL 4,100 tons. Eslora de pontones, 76.7 m, manga de pontones 13.7 m, eslora total 83 m y manga total 77.3 m. Capacidad total de carga en operación y supervivencia de 5,500 tons, y en tránsito de 2,800 tons. Desplazamiento en operación, 21,450 tons a 16 m de calado, área de cubierta, 3,000 m² Se ha construido una unidad de esta clase y otra en construcción



○ **BASSDRILL BETA**, 2013

- 1.2 **BT-LTB**, pontón de porte ligero no propulsado para apoyo a plataformas fijas o móviles de perforación y ayuda a los trabajos de mantenimiento en aguas de 5 a 200 m de profundidad, en áreas de ambientes benignos como los del oeste de África y sureste de Asia. Se diseña específicamente para el transporte y soporte durante las operaciones de perforación con los consumibles e instalaciones para su manipulación, como tanques y bombas para lodos y cemento, además de proveer espacio de acopio para tubulares y acomodación de tripulaciones. Se fija su posición mediante ocho líneas de fondeo. No se ha construido ninguna unidad de este diseño.



- 1.3 **BT-MTB**, evolución del BT-LTB, pontón de medio porte no propulsado para apoyo a plataformas fijas o móviles de perforación y ayuda a los trabajos de mantenimiento en aguas de 5 a 200 m de profundidad, en áreas de ambientes benignos como los del oeste de África y sureste de Asia. Se fija su posición mediante ocho líneas de fondeo. Eslora de 83.8 m, manga 22.7 m, calado 4.50 m. VDL = 4,686 tons, desplazamiento en operación, 8,258 tons.



- **BASSDRILL ALPHA**, 2009

- 1.4 **BT-HTB**, pontón de gran porte no propulsado para apoyo a plataformas fijas o móviles de perforación y ayuda a los trabajos de mantenimiento en aguas de 5 a 200 m de profundidad, en áreas de ambientes benignos como los del oeste de África y sureste de Asia. Se fija su posición mediante ocho líneas de fondeo. Eslora de 98.1 m, manga 27.4 m, calado 6.30 m. VDL = 8,400 tons, desplazamiento en operación, 15,940 tons. Una unidad en construcción.



- **BASSDRILL GAMMA**, 2014

2. SEMI-SUBMERSIBLES.

- 2.1 **DSME6000M**, SSDR que Bassoe ha desarrollado para DSME, Daewoo, Shipbuilding and Marine Engineering, en base a un diseño original de DSME. Unidad de cuatro columnas estabilizadoras y dos pontones, para perforación en aguas profundas y DPS2, con especificaciones para operar conforme a los requerimientos de Petrobras, en ambientes moderados de hasta 2,438 m y 10,668 m de perforación bajo la mesa rotativa. Eslora de 115.10 m, manga máxima de 77.70 m. VDL = 6000 tons, desplazamiento en operación = 38,500 tons a 17 m de calado. No se ha construido ninguna unidad de esta serie.



- 2.2 **DSME7000**, SSDR que Bassoe ha desarrollado para DSME, Daewoo, Shipbuilding and Marine Engineering, como evolución de la clase DSME6000M. para operar en aguas ultra-profundas del GOM, DPS3, en ambientes moderados de hasta 3,050 m y 12,192 m de perforación bajo la mesa rotativa. No se han construido unidades de esta clase.

2.3 **BT-9000 DP**, SSDR desarrollada por Basso para ambientes duros y operación en aguas de 3,048 m de profundidad y VDL de 9000 tons. La unidad puede montar derrick simple en ambientes duros o derrick dual para ambientes moderados. Dispone de posicionamiento dinámico DPS3. No se han construido unidades de este diseño, ni trascienden especificaciones.

2.4 **BT-12000 DP/Moored**, SSDR desarrollada por Basso para ambientes duros y operación en aguas ultra-profundas de hasta 3,650 m y 13,716 m de perforación bajo la mesa rotativa. y VDL de 9000 tons. La unidad puede montar derrick dual para perforación simultánea de dos pozos en aguas de hasta 1,828 m de profundidad. Dispone de posicionamiento dinámico DPS3 y fondeo. Se diseña la unidad para VDL de 12,000 tons. Los dos pontones se conectan con dos cascos fusiformes para rigidizarlos en el sentido transversal. No se han construido unidades de este diseño.

3. **DRILL SHIPS**, buques perforadores.

3.1 **BT-MDS, Medium Size Drilling Ship**, buque de medio porte para perforación, DPS 2 (DPS 3 modificable), para operación en aguas de hasta 3,050 m de profundidad en ambientes moderados del GOM, Brasil, oeste África y sureste de Asia. Profundidad máxima de perforación de 12,190 m. Se diseña con las dimensiones requeridas para buques tipo Panamax, eslora de 184.55 m, manga 32.2 m, carga útil de 20,000 tons y desplazamiento en operación de 53,700 tons.



3.2 **BT-UDS, Ultra deep water Drilling Ship**, buque de perforación en aguas ultra-profundas, DPS3, para operación en aguas de hasta 3,650 m de profundidad en ambientes duros. Profundidad máxima de perforación de 12,190 m. Eslora de 232 m, manga 38 m, carga útil de 25,000 tons y desplazamiento en operación de 75,000 tons. Este diseño dispone de derrick dual.

Sigma Drilling AS contrató la construcción de una unidad de esta clase con el astillero coreano STX, que fue cancelado en enero de 2014 por problemas de financiación del propio astillero.



3.3 **SWS 12000, Ultra deep water Drilling Ship**, buque de perforación en aguas ultra-profundas, del GOM, Brasil, oeste de África y sureste Asiático, que Basso ha desarrollado para Chinese yard Shanghai Wangaoquiao Shipbuilding Co, Ltd. DPS3, para operación en aguas de hasta 3,650 m de profundidad en ambientes duros. Profundidad máxima de perforación de 12,190 m. Eslora de 228.6 m, manga de 36 m, carga útil sobre cubierta de 22,000 tons y desplazamiento en operación de 70,250 tons, con derrick dual.



- 3.4 **BT Arctic Drillship**, buque de perforación para mares con elevada capa de hielo. El casco se ha diseñado con dos proas, para asegurar operatividad tanto en aguas abiertas como en mares elados en condiciones extremas de frío y mar. Una proa, situada junto al puente y propulsores, permite operar como rompehielos. el buque instala equipos automatizados, permitiendo la operación de perforación totalmente desasistida, así como presenta una total protección ambiental para evitar el frío y viento sobre los operarios en labores de operación y mantenimiento. Este prototipo está en desarrollo.

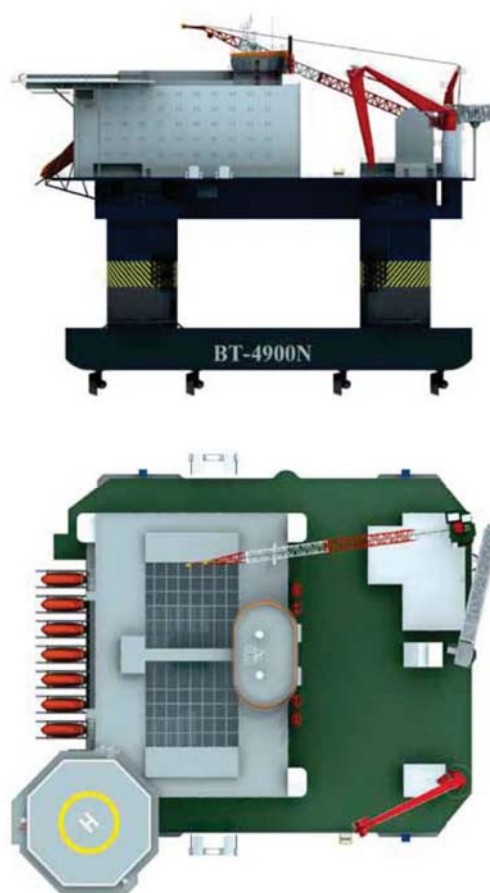


4. **ACOMODATION UNITS.** Unidades para acomodación de tripulaciones y personal de operación.

- 4.1. **BT-4900N**, Semi-sumergible de cuatro columnas estabilizadoras y dos pontones para acomodación en ambientes duros del Mar del Norte y Mar de Noruega, en cumplimiento de la regulación NORSOK y con capacidad para 490 personas en cabinas unipersonales. Posicionamiento dinámico DPS3, ocho thrusters de 3 MW, y fondeo opcional de 10 líneas. Desplazamiento operativo de 39,800 tons, carga operativa sobre cubierta, 3,000 tons, área de cubierta 2,000 m². Sirius Offshore ha ordenado la construcción de dos unidades, más otras dos en opción, para entregas en 2014 y 2015.



o Detalle de terminaciones en el atrio central del módulo de acomodación

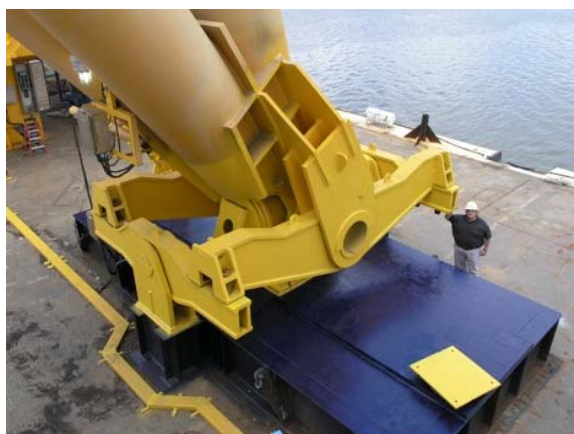


XII. VERSABUOY

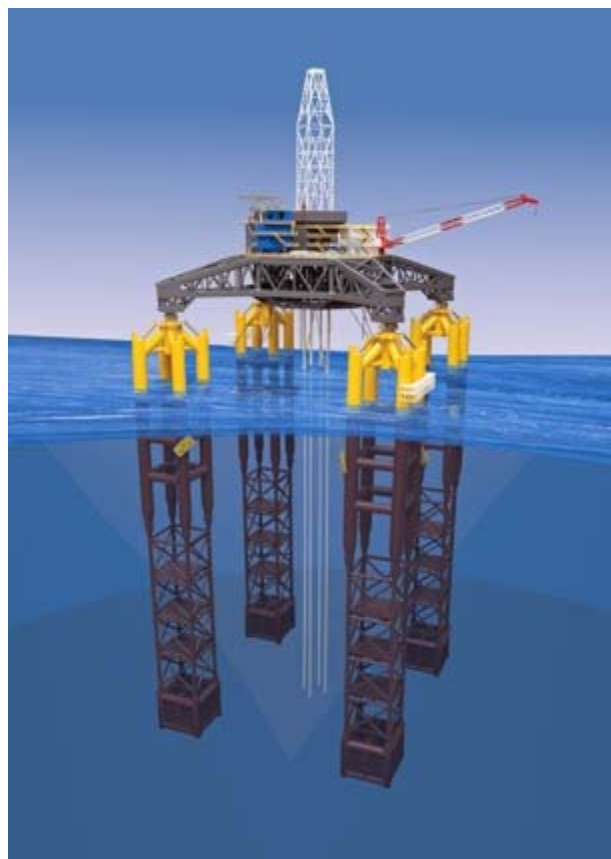
Ref. 13

Los nuevos desafíos impuestos a la exploración y explotación de recursos minerales submarinos, por las cada vez mayores profundidades donde se descubren estos recursos, están haciendo evolucionar la tecnología al desarrollo de sistemas con capacidades de operación en aguas ultra-profundas, con el mínimo despliegue submarino, al menor coste, que hagan viable la explotación de esos recursos. En el GOM los costes de commodities upstream se han incrementado de media al 14% anual entre 2003 y 2010. Los costes diarios de perforación para aguas profundas se han incrementado en estos 10 años el 300% en el GOM. Versabuoy, ha desarrollado un diseño de bajo coste de inversión inicial, que puede subsanar los excesos de coste en los que se incurrirán para la explotación a grandes profundidades. Versabuoy nace de la mano de Versabar. Versabar fue fundada en 1981 por Jon Khachaturian, para dar soluciones a los izados de grandes cargas, incluyendo en su alcance el desarrollo de winches hidráulicos, izados submarinos y sistemas de tensado para Risers y umbilicales. La compañía tiene sus oficinas en Houston y New Orleans.

1. **VERSABUOY.** Plataforma para perforación y explotación de pozo. El topside de Versabuoy es una estructura tubular en celosía completamente abierta, que se soporta en cuatro boyas totalmente independientes. Cada boya está unida al topside por una conexión articulada, que desacopla los movimientos inducidos por el mar y olas de cabezada y balance de cada una de las boyas y el topside. Cada boya es intrínsecamente estable y tiene un GM en el rango de 8 a 15 m. Bajo el mar, las boyas no tienen conexión ninguna entre ellas. El fondeo se hace directamente al topside, así como la tensión de Risers. El diseño de las boyas, es de tipo celosía abierta, con tanque de lastre sólido en el fondo, que recuerda al de las SPARs. Toda su sección es en celosía, con lo que contribuye a amortiguar las fuerzas verticales o de arfada inducidas por el movimiento de las olas. El punto clave de este diseño es la junta articulada entre el topside y las boyas. Este diseño ha sido probado en una grúa flotante de la misma compañía, Versabar VB-10000. Esta unidad ha sido diseñada para cumplir con los requerimientos API rig drill-capability. El desplazamiento en operación se ha calculado en 17,000 tons, y su capacidad de carga sobre cubierta en 17,500 tons, lo que aporta una proporción de peso en rosca / peso muerto muy por encima del que tienen otros diseños comparables como SPARs, lo que redunda en un menor coste inicial, menor CAPEX. No se ha construido ninguna unidad para operación de este diseño.



○ Detalle de junta instalada en la VB-10000



○ Explorer Lifter A, 2012

XIII. SCIVITA INC.

Ref. 15

Scivita Inc se fundó en Houston en 2002, para atender a las necesidades en diseños de ingeniería para la industria offshore. Esta compañía aporta soluciones para la perforación offshore, tendido de tubería submarina y actividades de izado en el mar de profundidades hasta 3000 m. Las soluciones en el apartado de perforación tienen su origen en el DES (Integrated Drilling Equipment Set). Con un diseño base de derrick de perforación, mástil y sistema de control, se incluye equipos de izado y manejo de tubería, para dar la solución técnica innovativa. Para dar soporte, movilidad y operatividad a esta solución en el medio marino, se diseñan tres distintas plataformas móviles, MODU, Semi-sumergibles, Jack-ups y Drillships, diseños patentados. El otro gran campo de actuación de esta compañía es el diseño de soluciones para el tendido de tubería submarina. Tras la instalación de sus propios diseños de estos equipos en 13 buques, han elaborado y patentado sus propios soluciones de plataformas flotantes para operar estos sistemas.

1. **JACK-UP BJ350.** Este diseño de plataforma auto-elevada, es capaz de operar en aguas de hasta 106 m de profundidad en ambientes duros del GOM. Tiene acomodación para 116 personas. Eslora de 63.8 m, manga de 64 m, puntal del casco, 8 m. Longitud de patas de 145 m y 20 m de cantiléver, sobre el que se sitúa el derrick de perforación. No se han construido ninguna unidad de este diseño.



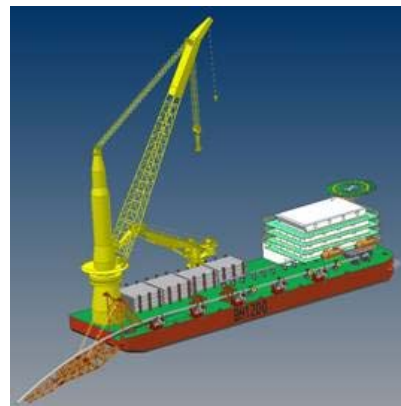
2. **DRILL SHIP DS1000.** Este buque de perforación se ha diseñado para desarrollar operaciones de perforación en aguas de hasta 3,000 m de profundidad, con una capacidad de perforación de 12,000 m bajo la mesa rotatoria, en ambientes duros. El buque está equipado con posicionamiento dinámico DPS2 o DPS3 y seis thrusters azimutales. Dispone de capacidad e operación en aguas heladas, para lo que dispone de un sistema de posicionamiento con ocho líneas de fondeo. Tiene una eslora de 196 m, manga de 32 m, calado de 10 m. No se han construido ninguna unidad de este diseño.



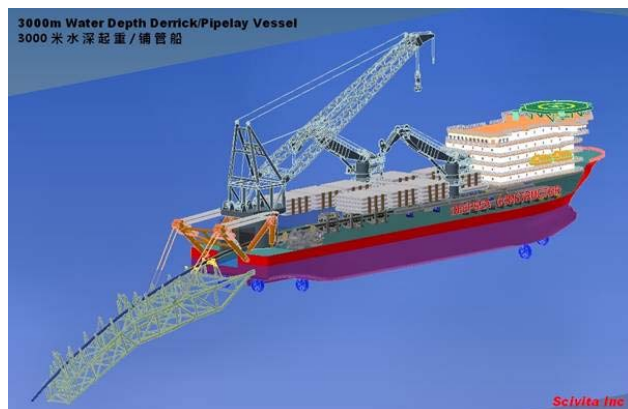
3. **SEMI-SUBMERSIBLE SM1000,** Semi-sumergible de perforación en aguas ultra-profundas de 3,000 m, con capacidad de perforación de 12,000 m bajo la mesa rotatoria. Para ambientes extremos, este diseño de 6ª generación está equipado con posicionamiento dinámico DPS2 o DPS3, ocho thrusters azimutales y un fondeo opcional de ocho amarres para mantener su posición. Tiene capacidad de operar en aguas heladas o con hielo flotante. Eslora de 96 m, manga 72 m, calado operativo de 21 m y 40 m de puntal a cubierta de topside. La cubierta de perforación se sitúa a 52 m sobre la línea base. SSDR de 4 columnas estabilizadoras de 15 x 15 m, sobre dos pontones de 96 x 16,5 x 10 m. área de cubierta de 81 x 78 m. No se han construido unidades de este diseño.



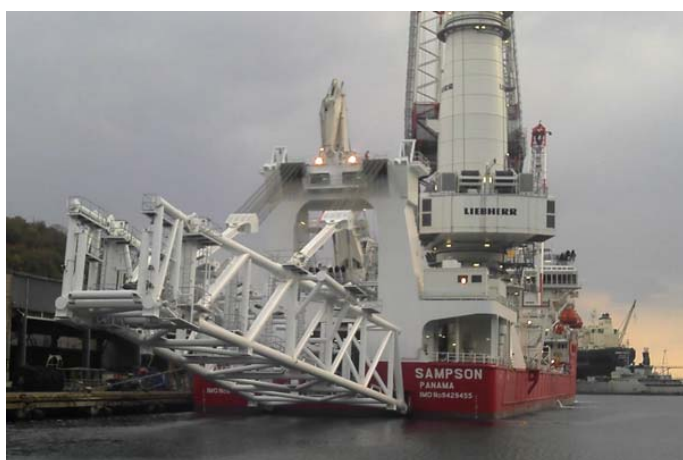
4. **PIPELAY BARGE, BH1200 DERRICK**, Pontona de tendido de tubería submarina, no propulsada. Es una unidad multi-funcional para instalaciones offshore, con capacidad de instalar un derrick de perforación o un sistema de tendido de tubería horizontal para aguas someras de entre 4 y 150 m de profundidad. Especialmente concebida para aguas poco profundas y ambientes moderados. Dispone de grúa de cubierta de hasta 1,200 tons de izado, le capacita para instalar superestructuras en plataformas fijas. Dispone de sistema de posicionamiento por fondeo en 10 puntos. Eslora de 120 m, manga 35 m, calado de 5 m y carga sobre cubierta de hasta 10 tons/m². No se han construido ninguna unidad de este diseño.



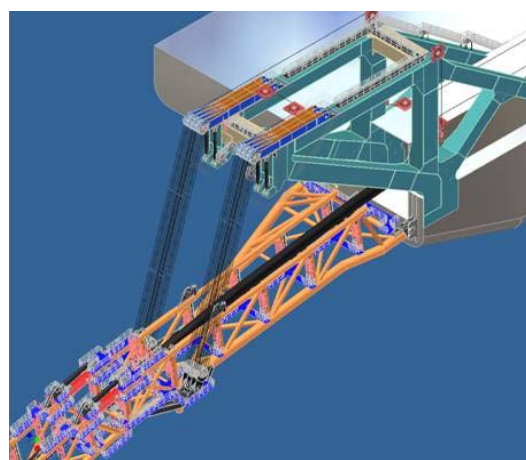
5. **PIPELAY SHIP, DEEPSEA CONSTRUCTOR 3000**, buque de tendido de tubería submarina en profundidades desde la costa hasta 3,000 m en ambientes moderados del GOM. Su “Stinger” (aguijón, rampa por la que discurre la tubería para entrar en el mar desde la cubierta) tiene una longitud de 85 m, extensible a 105 m largado a popa. Este buque dispone de posicionamiento dinámico DPS2 y fondeo de 8 puntos para aguas poco profundas. Dispone de una grúa principal con capacidad de 1,300 tons a 32 m de radio, capaz para maniobrar el Stinger e instalaciones de equipos submarinos como manifolds y estructuras. Eslora de 165 m, manga 32 m, calado 9 m. Velocidad de tránsito 13 kn y capacidad de carga en cubierta de 10 tons/m². No se han construido ninguna unidad de este diseño.



6. **S-LAY PIPELAY PACKAGE**, paquetes de tiende tubos tipo S, es el método más común de tender tubería submarina de entre 20 a 3,000 m de profundidad. El elemento más característico de este sistema es el Stinger. Scivita tiene gran experiencia en el diseño y suministro de estos paquetes, que le han procurado conocimientos para acometer el diseño de las plataformas operativas como las anteriormente detalladas.



o Stinger instalado en el buque Sampson, 2012



o Sistema de compensación de movimientos del Stinger en el buque Sampson.

XIV. HUISMAN.

Ref. 19

Mr M. M. Huisman fundó la compañía en 1929 como compañía constructora de estructuras metálicas en Holanda. En 1945 comenzó la producción de equipos de izado para buques, actividad que se convertiría en el núcleo y signo distintivo de la compañía desde entonces hasta la fecha. Tras varios años de cooperación conjunta, en 1987 Huisman e ITREC, ingeniería dedicada al diseño de equipos de elevación y transportes especiales, se unen para formar una sola compañía, a la vez que soporta la actividad productiva de Huisman con la de ingeniería y diseño. Previamente en 1984 habían introducido en el mercado el mastil de cargas pesadas sobre buques, que se ha hecho un standard en los buques de heavy lift. En 1986 diseñan y montan la primera grúa sobre pedestal en una semi-sumergible. En 2001 entran en el mercado de la perforación offshore con el suministro del mastil de perforación a bordo de una semi-sumergible, Q4000, que sustituya al típico derrick de celosías. En 2008 reciben el primer pedido para el suministro de un buque de perforación. Su torre de perforación multipropósito es reconocida internacionalmente en 2012. Como evolución natural, Huisman ha pasado al diseño de plataformas flotantes, que den cabida a sus innovadoras tecnologías de perforación e izado. Así disponen de un catálogo de soluciones para gruas flotantes, tiende-tubos, perforación, compensadores de arfadas, etc.

1. **DRILLING SHIPS**, Buques de perforación. En 2008 Huisman recibió de Noble Drilling el primer pedido de una serie de buques de perforación a construir en el astillero coreano STX.

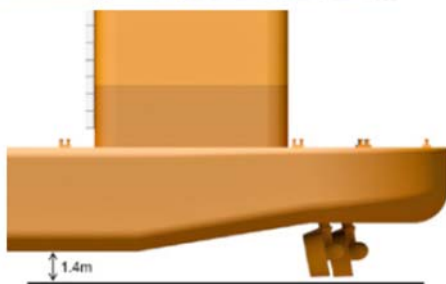
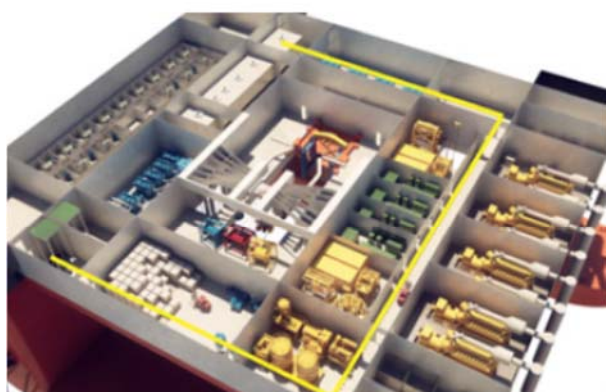
- 1.1. **HUISDRILL 12000**. Buque de perforación para aguas ultra-profundas de hasta 10,000 pies (3,048 m) de profundidad y perforación hasta 40,000 pies (12,192 m), para operación en ambientes sin restricción del GOM, Brasil y Africa Occidental, incluyendo mares árticos como opción. Diseñado y equipado para exploración y perforación, instalaciones submarinas, testado y cierre de pozos. Este diseño monta la tecnología de perforación actualizada de Huisman, DMPT (Dual Multi Purpose Tower), no instala el clásico derrick de celosías. DPS3. Eslora 189 m, manga 32.2 m, calado de 12 m. Área de cubierta de 4200 m², carga útil de 20,000 tons y desplazamiento en operación de 54,000 tons. Se han construido dos unidades de este diseño.



o Noble Drilling, **NOBLE GLOBETROTTER I**, 2011

2. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIGS, SSDRs

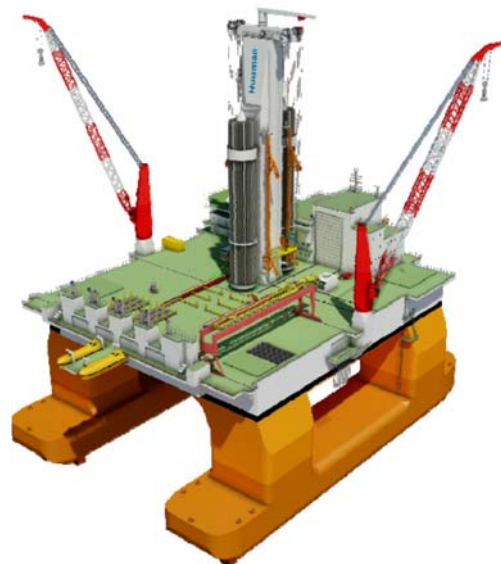
2.1. ORION CLASS, La clase Orion es una semi-sumergible diseñada para exploración y perforación, de cuatro columnas estabilizadoras y dos pontones, con diseños adaptados para profundidades marinas de 500, 900 1,500 y 2,500 m de profundidad. Las de menor profundidad se diseñan para ser fondeadas con thrusters para asistencia al fondeo. Las de mayor profundidad se equipan con posicionamiento dinámico DPS3. Además pueden hacer operaciones de terminaciones de pozos, intervención y prueba de pozos, así como instalaciones de X-mass Trees. Esta clase instala el diseño registrado de Huisman, DMPT (Dual Multi Purpose Tower). La instalación de este torre de izado, permite cambiar el procedimiento de izado de BOP y X-mas trees, que elimina una plataforma elevada de perforación, y por tanto el CDG del conjunto es menor, mayor estabilidad, lo que además incrementa la relación carga útil/desplazamiento. Se han considerado diferentes proporciones para operaciones dependiendo de las condiciones del área de operación. Especial interés tiene el detalle de sus fondos de pontón donde se sitúan los thrusters, que según el diseñador disminuye la resistencia al avance. No se ha construido ninguna unidad de este diseño



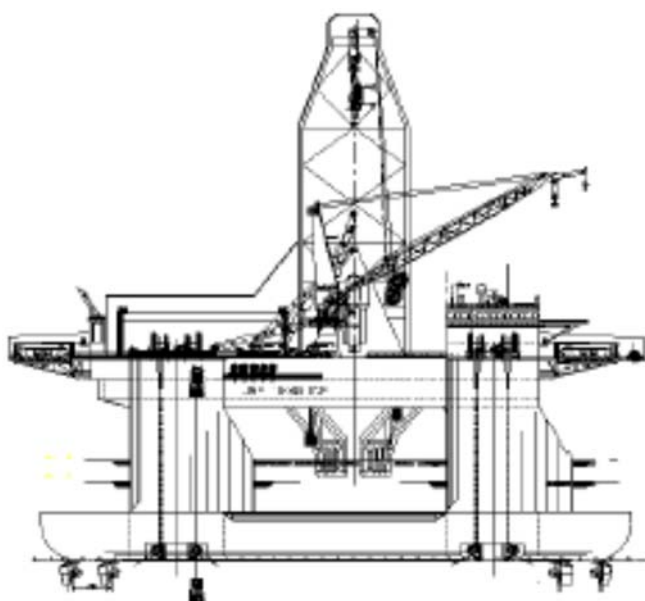
Profundidades medias			Aguas ultra-profundas		
Mar del Norte	Noruega	Global	Atlántico Norte	Global	GOM-Brasil

Profundidad marina	1,000 m	1,000 m	1,500 m	3,000 m	3,000 m	3,000 m
Profundidad de perforación	10,000 m	10,000 m	10,000 m	12,000 m	12,000 m	12,000 m
Posicionamiento	fondeo	Fondeo + thrusters	Fondeo + thrusters	DPS3	DPS3	DPS3
Air Gap	15.4 m	15.4 m	15.4 m	15.4 m	15.4 m	12.6 m
Desplazamiento	49,700 t	49,700 t	49,700 t	49,700 t	49,700 t	52,000 t
VDL	9,000 t	8,500 t	7,800 t	10,400 t	9,700 t	12,000t
Calado operativo	24 m					25
Area cubierta	82.8 x 78.8 m, 6500 m ²					

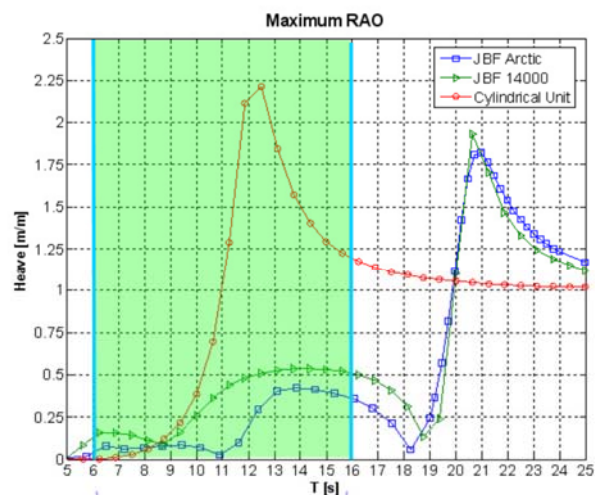
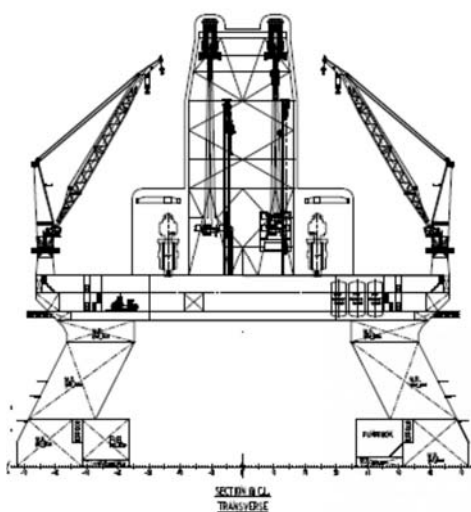
2.2. JBF 14000. Semi- sumergible para aguas ultra-profundas, 14,000 pies (4,267 m) y 40,000 pies (12,192 m) de longitud bajo el mesa rotatoria. Es el diseño mas avanzado en cuanto a profundidad se refiere, para operación en todo tipo de ambientes incluido Artico como opción. La unidad será capaz de realizar operaciones de perforación para exploración y producción, operaciones con tubing, instalaciones de X-mas Trees, prueba de pozos, terminaciones o cierres de pozo y tendido de tubería submarina. Esta variedad de operaciones estan disponibles por el uso de los equipos Huisman, como el DMPT. Es una unidad con cuatro columnas estabilizadoras, con dos pontones y sin bracing transversales entre pontones o torres, quedando totalmente diáfano el espacio entre ellas. Unidad con DPS3. Este diseño permite el almacenamiento de los Risers y tubulares en el hueco de columnas, con lo que se proporciona una gran area de cubierta libre. Dispone de ocho thrusters. Eslora de pontones, 110.4 m, puntal del cajón de cubierta, 9.6 m, cubierta 89 x 69.6 m, altura de cubierta sobre la linea base, 39.2 m. Desplazamiento en operación, 53,000 tons, máxima carga util, 15,000 tons. No se ha construido ninguna unidad de este diseño que data de 2010.



2.3. JBF WINTERIZED. Unidad con DPS3, para operación en aguas de 10,000 pies (3,048 m), para operación a nivel global en servicio no restringido y está protegida para trabajos en zonas árticas, "winterized". Esta SSDR puede realizar perforaciones para exploración y producción de pozos, instalación de tubing, instalación de X-mas Trees, prueba de pozos y terminación y cierre de pozo. Sus columnas están especialmente diseñadas para tránsito en aguas con hielo en flotación, sin bracings entre columnas ni pontones. Eslora de pontones de 110.4 m, cubierta de 89 x 69.6 m, altura del cajón de cubierta de 9,6 m, altura de la cubierta sobre la linea base de 93.2 m. Calado operativo de 19.6 m y tránsito de 9.3 m. Desplazamiento operativo de 51,000 tons, peso muerto de 23,000 tons. Tiene posibilidad de fondear con 8 líneas de amarre.



2.4. JBF ARCTIC. Semi-sumergible de diseño mixto, que combina las ventajas de una semi-sumergible convencional encunanto a las buenas características de movimientos frente a las acciones de las olas, y las condiciones de resistencia cuando se trabaja en aguas con hielos de su diseño circular. Se diseña para aguas infestadas de hielo, con capas de entre 2 a 3 m de espesor, fondeada. La unidad consiste en un flotador circular, ocho columnas estabilizadoras y una cubierta de cajón circular. Cuando opera en aguas con hielos, la unidad se lastra hasta sumergir parcialmente su cubierta, con el fin de proteger los Risers de la acción de los hielos en movimiento. Cuando no hay hielo, la unidad opera como una semi normal, con la cubierta por encima del nivel del mar, flotando en sus columnas. Dispone de 20 puntos de fondeo para operación en hielos. La unidad puede operar en aguas de entre 60 a 1500 m de profundidad. Esta unidad tiene un derrick dual convencional, de celosías. Sus condiciones marineras, mínimos movimientos de arfada, presentan mejoras en el rango de periodos clásicos, por encima de unidades de diseños clásicos. Diámetro de cubierta de 106 m, diámetro en el fondo del cajón de cubierta de 90 m, altura del cajón de cubierta, 17 m, altura de columnas, 20 m, ancho de columnas de 17.2 m, diámetro del flotador, 116 m, manga del flotador, 28.8 m, puntal del flotador, 12 m. altura de la cubierta sobre la línea base, 49 m. Calado en operación en hielo, 39 m, calado operativo en aguas sin hielo, 22 m. Calado en tránsito, 11.7 m. Desplazamiento en rosca, 70,200 tons, desplazamiento en operación bajo hielo, 180,000 tons. Desplazamiento en aguas abiertas, 124,000 tons.



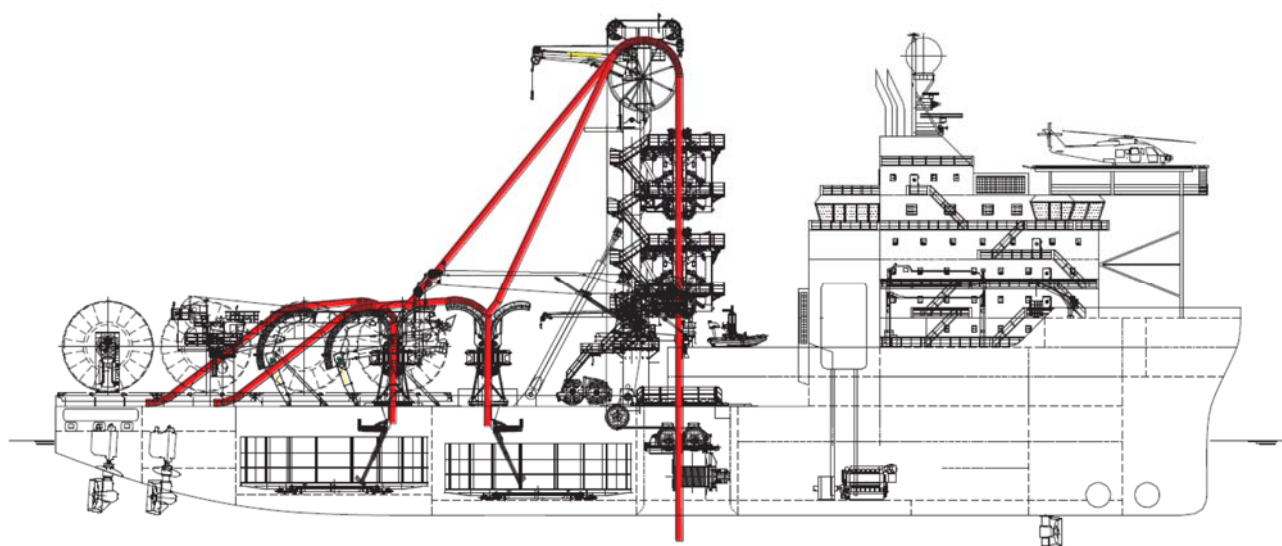
3. PIPELAY VESSELS, buques de tendido de tubería submarina.

3.1. **550t FLEX LAY VESSEL**, buque con posicionamiento dinámico, DPS2, para el tendido de tubería submarina y umbilicales hasta 2,550 m de profundidad, con tensión máxima admisible en la línea de 550 tons y servicio en todos los ambientes sin restricciones, excepto Ártico. Se ha minimizado la eslora del buque, para mejorar la respuesta al posicionamiento dinámico frente a las fuerzas medioambientales, principalmente cuando entran por el costado. El periodo de balance del buque para la mayoría de las operaciones está por encima de los 20 s, permitiendo el trabajo en cubierta con menores movimientos. Eslora de 140 m, manga 30 m, puntal a cubierta principal 13 m, calado operativo 8.5 m, desplazamiento 28,500 tons, peso muerto 13,500 tons. Velocidad de servicio 10 kn. Se está construyendo una unidad que instala el sistema de instalación de Huisman, sobre un flotador diseñado por IHC offshore & marine, con las mismas características principales, para Subsea 7.

o Subsea 7, **SEVEN WAVES**, 2015



3.2. **300t FLEX LAY VESSEL**, buque con posicionamiento dinámico, DPS2, para el tendido de tubería submarina y umbilicales, con tensión máxima admisible en la línea de 300 tons y servicio en todos los ambientes sin restricciones, excepto Ártico. Eslora de 120.8 m, manga 26 m, puntal a cubierta principal 11 m, calado operativo 7.8 m, desplazamiento 18,700 tons, peso muerto 8,400 tons. Velocidad de servicio 10 kn. No se ha construido ninguna unidad de este diseño



4. CRANE VESSELS, buques para izados de grandes cargas.

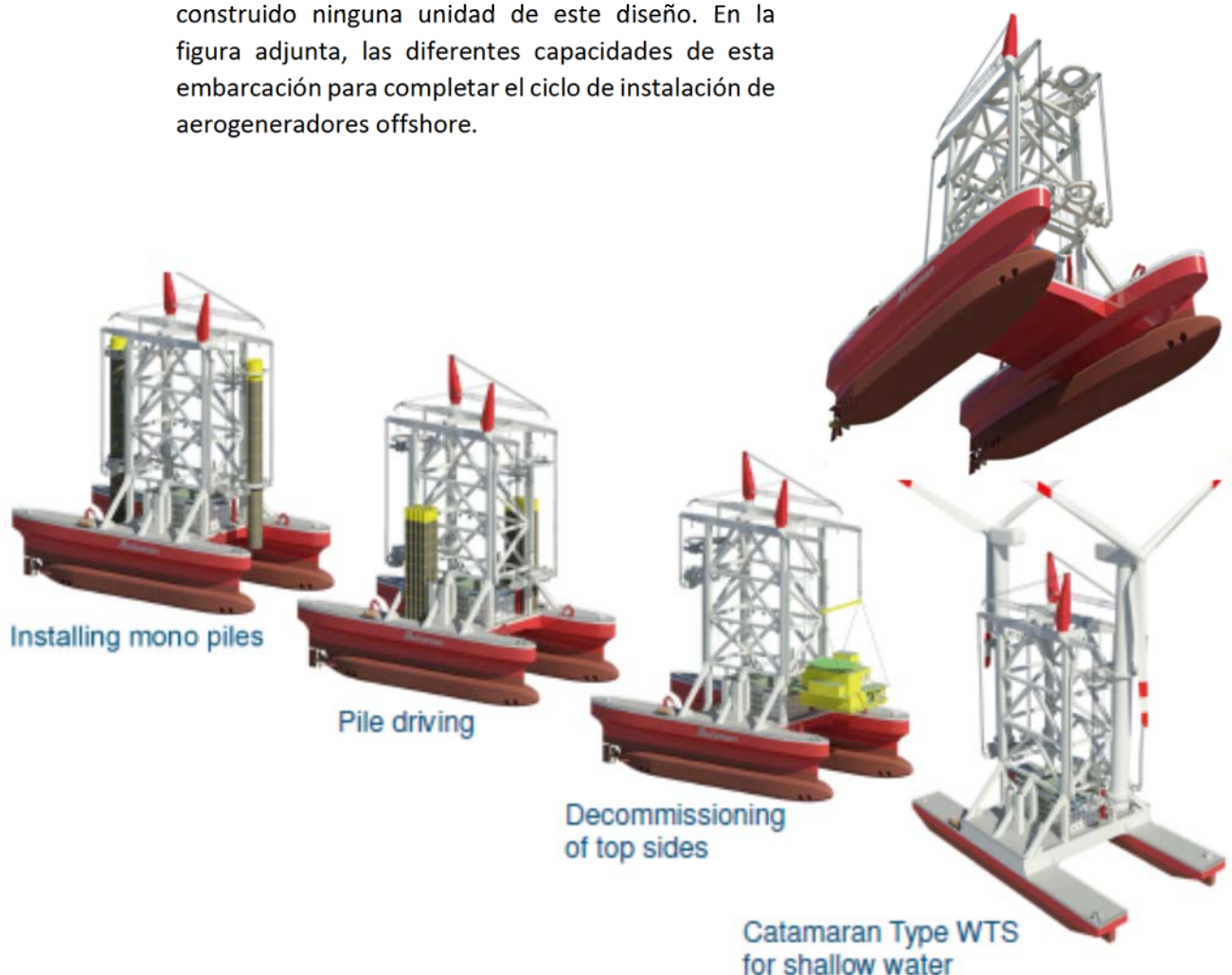
4.1. **CRANE BARGE**, pontón equipado con una grúa mástil heavy lift Huisman de 1800 tons, localizada en la aleta babor-popa de la embarcación, no propulsada, con 8 líneas de fondeo para el

mantenimiento de la posición durante las operaciones de izado. Tiene capacidad de operar en aguas de calados someros, hasta 4 m, con carga en cubierta de 500 tons. Longitud de 151.4 m, manga 31.8 m, puntal a cubierta de trabajo, 10 m. Calado de diseño 7.2 m. Desplazamiento máximo operativo 31,300 tons, peso muerto 18,900 tons. Acomodación para 150 personas. No se han construido unidades de este diseño.



5. WIND TURBINE INSTALLATION VESSELS, buque de instalación de aerogeneradores.

5.1. **WIND TURBINE SHUTTLE**, embarcación tipo SWATH, con posicionamiento dinámico DPS3, con capacidad para instalar hasta dos aerogeneradores completamente montados en muelle, con el consiguiente ahorro en costes y tiempo de instalación. Esta misma embarcación puede transportar dos pilas mono tubo o estructuras de submarinas para la fundación de los aerogeneradores. Admite turbinas de hasta 1000 tons cada una, un total de 2000 tons de transporte e instalación. Para fundaciones las pilas pueden llegar a 2000 tons c/u. Eslora de 134.4 m, manga 72 m, puntal 28.8 m, calado de diseño 16 m. calado de tránsito 9.5 m. desplazamiento de diseño máximo de 38,000 tons. Acomodación para 100 personas. No se han construido ninguna unidad de este diseño. En la figura adjunta, las diferentes capacidades de esta embarcación para completar el ciclo de instalación de aerogeneradores offshore.



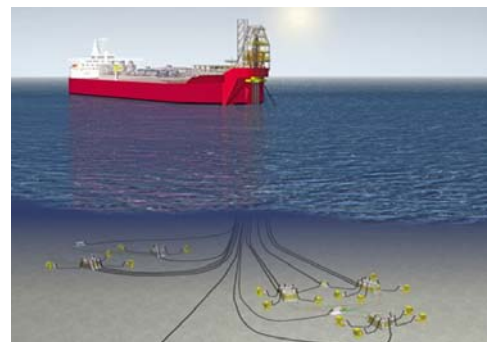
XV. MODEC.

Ref. 21

MODEC (Mitsui Ocean Development & Engineering Co, Ltd) se fundó en 1968, para el diseño y construcción de buques de construcción offshore. A mediados de los años 70, inicio la construcción de la primera unidad de perforación tipo Jack-Up. En 1985, MODEC construyó su primer FPSO. A la fecha tienen construidos más de 25 FPSOs/FSOs como EPC (Engineering Procurement and Construction), además de asumir la operación de estas unidades a nivel mundial. Tiene sus oficinas centrales en Tokio, Houston y Singapur. En 1999 reciben el primer pedido para la construcción de una TLP, de un total de 5 unidades construidas hasta la fecha. Modec mantiene acuerdos de cooperación y para el desarrollo de unidades flotantes con **Intecsea** (filial de **Worley Parsons**).

1. **FPSO/FSO**, Floating Production Storage and Offloading/Floating Storage and Offloading units, unidades de producción, almacenamiento y descarga a flote/almacenamiento y descarga a flote. Modec ha diseñado y construido más de 20 unidades de este tipo de buques, actualmente hay una flota mundial de 160 FPSOs y 100 FSOs. Los proyectos se han desarrollado en base a la reconversión de buques existentes, así como en el diseño de cascos específicos. SOFEC, compañía participada por MODEC es la especialista en el sistema de amarre y fondeo de estos buques.

- 1.1. **FPSO Cidade de Caraguatatuba MV27**, FPSO destinado a la aguas ultra-profundas de Brasil, 2,100 m de profundidad, es un diseño MODEC de 5ª generación, que está en construcción y estará operativo en 2016. Capacidad de procesar 100,000 Bopd de crudo, 177 MMscfd de gas y almacenamiento de 1,600,000 barriles de crudo.



- 1.2. **FPSO Baobab Ivoirien MV10**, FPSO destinado al campo petrolífero de Côte d'Ivoire en la costa de Angola, en aguas profundas de 970 m. Capacidad de procesamiento de 70,000 Bopd de crudo, 75 MMscfd de gas y una capacidad de almacenamiento de 2,000,000 barriles de crudo. Se puso en producción en 2005.



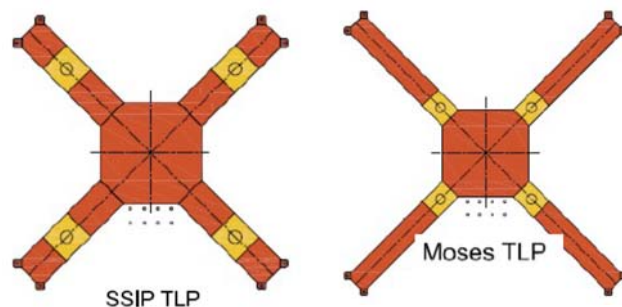
- 1.3. **FPSO Cidade de Sao Paulo MV23**, FPSO destinado al campo petrolífero de Guara, en la región de Santos Basin, Brasil. en aguas ultra-profundas de 2,140 m. Capacidad de procesamiento de 120,000 Bopd de crudo, 180 MMscfd de gas y una capacidad de almacenamiento de 1,600,000 barriles de crudo. Se puso en producción en 2013.



2. **TLPs**, Tension Leg Platforms, plataformas tensadas. Plataformas flotantes para aguas profundas y ultra-profundas, fondeadas al fondo marino por medio de tubulares de acero tensados con elevadas cargas, que minimizan los movimientos verticales, introducidas en el mercado a mediados de los años 80. Estas unidades se utilizan como plataformas de explotación y proceso del crudo extraído, o como simple soporte para la cabeza de pozo. En este caso se debe disponer un FPSO para recibir la producción del pozo. Estas unidades disponen, o pueden disponer de equipos de perforación y de

mantenimiento/regeneración de pozo. De las 25 unidades en operación, MODEC-INTECSEA ha entregado 7 unidades. Estas unidades se dimensionan, siguiendo el mismo principio y diseño para las condiciones específicas de cada campo, tanto el flotador como el top-side.

2.1. MOSES SSIP (Self Stable Integrated Platform). Plataforma integrada auto estable, es un desarrollo en base al diseño original MOSES (también diseño original MODEC), sobre el que se distanciaron las columnas al centro de simetría. En esencia es un pontón de sección cuadrada. De cada uno de sus vértices se extienden de forma radial cuatro apéndices rectos en cajón sobre los que se disponen las columnas. Cuatro columnas estabilizadoras de sección cuadrada proveen flotabilidad y estabilidad durante el remolque e instalación. Esta disposición permite una mejora constructiva por su simplicidad de paneles rectos conectados en planos rectos. Por su diseño auto-estable, permite la integración del topside sobre el flotador en muelle de armamento, sin necesidad de instalación con heavy-lift offshore y el consiguiente ahorro de coste.



- 2.1.1. **MARCO POLO TLP**, TLP tipo MOSES, instalada en el GOM en 2004, en una profundidad de 1,311 m. Desplazamiento de 24,818 tons, carga útil sobre columnas 12,984 tons, peso de estructura de cubierta 2,368 tons. Calado en operación 39.6 m, diámetro interior de columnas, 23.2 m, dimensiones de columnas 9.2 x 6.6 m, diagonal entre soportes de tendones, 104.9 m. Dimensiones de los tendones 28" x 1.2". Tiene una capacidad para 120,000 bopd de crudo y 400 mmscfd de gas.



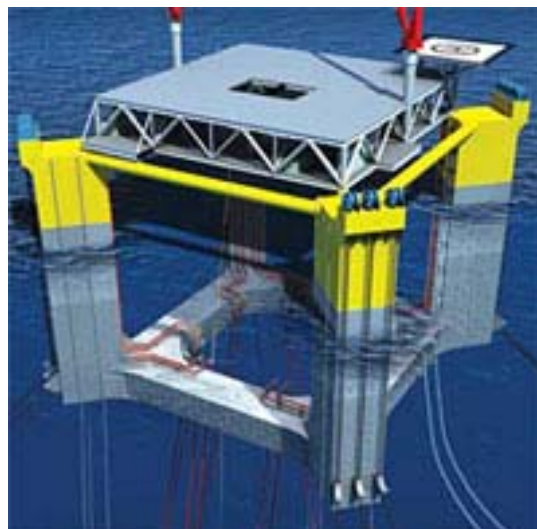
o TLP Marco Polo en el GOM. Transporte, instalación del Topside y en operación

- 2.1.2. **OKUME/EBANO TLP**. TLP tipo SSIP, instalada en el Golfo de Guinea en 2006, en una profundidad de 500 m. Desplazamiento de 11,038 tons, carga útil sobre columnas 5,794 tons, peso de estructura de cubierta 1,188 tons. Calado en operación 17,8 m, diámetro interior de columnas, 24.4 m, dimensiones de columnas 7.3 x 7.6 m, diagonal entre soportes de tendones, 77.4 m. Dimensiones de los tendones 24" x 0.812". Tiene una capacidad para 25,000 bopd de crudo y 30 mmscfd.



3. SEMI-SUMERGIBLES.

3.1. **MODEC CP Semi** (Central Pontoon Semi-submersible), semi-sumergible con pontón centrado, diseñada para la producción de oil & gas en aguas profundas y ultra-profundas. El diseño consiste en un pontón continuo de forma octogonal centrada y cuatro columnas radiales, conectadas por el exterior del octógono. La orientación radial de las columnas mejora la estabilidad de la plataforma durante el armamento del topside en muelle, y a la vez se minimiza el desplazamiento necesario. Como el pontón está en el interior de las columnas, la compartimentación requerida es menor, con el consiguiente ahorro estructural. La estructura del topside es de cajones en celosía, abierta, y conecta las cuatro columnas. La estructura de celosías mejora el comportamiento a fatiga en las conexiones con las columnas. Esta unidad se diseña para ser fondeada. Permite la instalación de DryTrees o Wet Trees para la explotación del pozo. No se han construido ninguna unidad de este diseño.



XVI. SBM OFFSHORE.

Ref. 22

SBM OFFSHORE es un grupo de compañías líder a nivel mundial en sistemas de producción a flote y sistemas de fondeo, con base en Shiedam, Holanda, que está involucrada en la operaciones de producción así como en terminales y servicios. La compañía tiene una significativa cartera de propiedad intelectual que contiene patentes, marcas registradas y derechos, desarrollados internamente o adquiridos junto con las diversas compañías tecnológicas fusionadas. La historia del grupo se remonta a 1862 con la fundación de la factoría de maquinaria por A.F. Smulders, quien le dio su propio nombre a la fábrica, especializada en máquinas de vapor y calderas y fundición, y está ligada a la evolución del astillero Werf Gusto, fundado por la Smulder Machine Factory en 1905. En 1959, Gusto Shipyard construye la primera CALM Buoy (Catenary Anchor Leg Mooring) bajo licencia de Shell, la primera Single Point Mooring (SPM). En 1969 Gusto Shipyard decide crear **SBM Inc (Single Buoy Mooring Inc.)** para atender el floreciente mercado de los sistemas SPM y la establece en Suiza como compañía subsidiaria de IHC Holland en su totalidad. En 1972 SBM entrega el primer buque de perforación, clase Pelicano, con posicionamiento dinámico. En 1973 se entrega el primer sistema de fondeo permanente. En 1974 se entrega la primera semi-sumergible para el tendido de tubería submarina. En 1977 se desarrolla el nuevo SALS (Single Anchor Leg Storage) para eliminar la necesidad de Risers dinámicos necesarios para las típicas CALM. En 1978 tras el cierre del astillero Gusto, se crea Gusto Engineering, después GUSTO MSC, ya tratado en el anterior apartado V. En 1981 SBM alquila los servicios del primer FPSO en Filipinas. En 1985 se desarrolla la "External Turret", para amarre de fondeos y Raisers, para aguas profundas, y que facilita el desarrollo de las conversiones de grandes superpetroleros existentes a FPSOs en sustitución de los anteriores SBS (Single Buoy Storage). En 1986 se instala la primera Disconnectable Turret en un FPSO para Australia. La matriz de SBM y renombrada IHC Caland, une al grupo IMODCO, ingeniería americana principal competidor de SBM en SPMs. En 1993 SBM entrega la primera Internal Turret para el primer tanker fondeado permanentemente en el Mar del Norte. En 1996 se entrega el primer FPSO en la modalidad de contrato llave en mano, a Shell. En 2001, el grupo adquiere la ingeniería Atlantia Offshore, compañía especializada en el diseño y construcción de TLPs, con sus

patentes. SBM tiene entonces un catálogo completo de productos para el desarrollo de la explotación oil & gas en aguas ultra-profundas. En 2002 adquieren Ocean Design. En 2003 se entrega la mayor Sea Star[®] TLP hasta el momento. En 2005, IHC Caland se renombra como SBM Offshore N. V., como consecuencia de la desinversión y venta de los astilleros del grupo, producida tras la caída de contratos en Europa de buques especializados. En 2006 se instala la línea de descarga Offshore con tecnología propia Trelleline[™]. En 2007 se completa la instalación, conexión y comisionado del sistema de transferencia de fluido con el sistema propio de tubería actuada por gravedad, FTL-GAP[™], (Fluid Transfer System-Gravity Actuated Pipe). Hoy día SBM es uno de los líderes mundiales en operaciones offshore, que incluyen el desarrollo y diseño de su propia tecnología.

1. **FPSOs/FSOs.** SBM ha desarrollado más de 40 proyectos de FPSOs/FSOs, con una flota propia de 11 unidades en operación, 3 en construcción y 1 en espera. El diseño cubre tanto el casco, como sistemas de fondeo y del topside, lo que aporta consistencia al diseño final. Casi todos los FPSOs/FSOs de SBM son conversiones sobre cascos de super-petroleros.

- 1.1 **YETAGUN FSO**, 81,000 DWt, capacidad de almacenamiento 606,000 bbls, profundidad de fondeo 105 m, 1 x 6" Riser de producción. En producción desde 2000 con Petronas en Myanmar.



- 1.2 **FPSO BRASIL**, 244,000 DWt, capacidad de almacenamiento 1,708,000 bbls, profundidad de fondeo 1,360 m, con 8 x 6" Risers de producción, 2 x 6" & 1x 8" Risers de inyección de gas, 1 x 12" Riser de exportación de gas, 8 Risers de 6" para inyección de agua y 8 umbilicales. En producción desde 2002 con Petrobras en Brasil.



- 1.3 **FPSO SAXI BATUQUE**, 311,000 DWt, capacidad de almacenamiento 2,431,000 bbls, profundidad de fondeo 720 m, con 2 x 9" + 2 x 7" Risers de producción, 2 x 4" & 1x 6" Risers de inyección de gas, 1 x 9" + 1 x 7" Risers de inyección de agua y 4 umbilicales. En producción desde 2008 con ExxonMobil en Angola.



2. **TLPs**, plataformas de cordones tensados. En base a las patentes y propiedades intelectuales de La integrada **Atlantia Offshore**, SBM ofrece unos diseños de TLPs para aguas de medias a elevadas

profundidades, hasta 1,500 y 1,800 m, para producción y explotación de pozos con tecnologías Dry Tree o Wet Tree. Se consideran como los soportes ideales para los Raisers, por su bajo movimiento de Arfada.

2.1. **TLP SeaStar[®]**, TLP mono-columna, también conocida como mini-plataforma de la que se han construido y están en servicio desde 1997, 5 unidades, la última instalada en 2007, en aguas de entre 518 y 1,311 m de profundidad del GOM. Son unidades destinadas a la producción de crudo y gas con una capacidad de extracción de entre 30,000 a 50,000 bopd de crudo y 50 a 200 MMscfpd de gas. Estas unidades se disponen como cabeza de pozo exclusivamente. El casco está formado por una única columna central que proporciona una superficie de flotación e inercias mínimas. En el fondo de la columna se disponen tres apéndices estructurales en cajón, pontones, en forma de estrella triangular, donde se soportan dos tendones por apéndice, para un total de seis. El conjunto del casco aporta la flotabilidad necesaria para el peso del conjunto casco-topside, y a la vez tensionar los tendones con el exceso de flotabilidad. El topside de estas unidades se instala in situ, una vez fondeada y conectado el flotador con los tendones, debido a su mínima área de flotación. La estabilidad la aporta los tendones. El casco contiene el moonpool para el paso de los Risers, hueco circular que atraviesa todo el casco desde el topside al fondo y le resta flotabilidad. El topside es una estructura de tres niveles abierta, construida como un entramado de vigas.

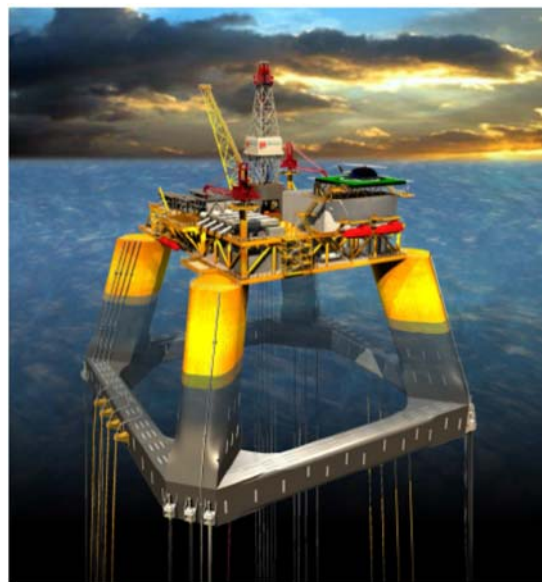


	MORPETH	ALLEGHENY	TYPHOON	MATTERHORN	NEPTUNE
Profundidad	518 m	1,099 m	639 m	859 m	1280 m
BOPD	40,000	25,000	40,000	33,000	50,000
MMSCFD	50	45	60	55	50
Diámetro columna	18 m	18 m	18 m	26 m	23 m
Altura columna	34 m	34 m	33 m	38 m	39 m
Diámetro Estrella	104 m	104 m	104 m	130 m	126 m
Peso Topside, tons	2,816	2,780		5,569	5,784
Peso casco, tons	2,450	2,359	2,817	5,352	5,400
Carga útil, tons	3,175	3,719	3,810		7,264
Desplazamiento, tons	10,605	10,605	12,157	14,881	24,516

2.2. **FourStar[®]**, TLP desarrollada desde el anterior diseño, SeaStar[®], para extender las soluciones de la compañía en aquellas áreas donde el anterior diseño tiene limitada su aplicación, incremento de la carga útil e ir más allá de cabeza de pozo. Pudiendo instalar todo el topside en el muelle de armamento, se minimizan los trabajos offshore de instalación con lo que se reduce coste y tiempo de puesta en servicio. Se diseña un casco que tenga la suficiente estabilidad para el armamento en muelle, con cuatro columnas. Con el fin de disminuir las tensiones en los cordones, se diseñan pontones en planta octogonal, que mantengan lo más alejados posibles los puntos de conexión del centro de carena al situar en sus vértices las columnas. Estas se orientan en diagonal al centro del casco, para mayor resistencia estructural. El diseño del casco es escalable en función del peso muerto necesario. La cubierta se diseña convencionalmente en dos niveles con estructura abierta de vigas en celosía. Esta unidad se configura para diferentes aplicaciones.

- Perforación y producción con Dry Tree
- Solo perforación con Dry Tree
- Solo Producción con Wet Tree

Para operación en aguas de hasta 6,000 pies (1,828 m), del GOM, Oeste de Africa, SE Asia y Brasil. El prototipo se ha diseñado para una producción de 100,000 bopd y 60 MMscfd, con 8 SCR's. El desplazamiento total es de 37,686 tons. la pontona de base tiene unas dimensiones de 114 x 114 m y 12.1 m de puntal. Las columnas tienen 21.23 x 15.24 m y una altura sobre la línea base de 64 m. No se ha construido ninguna unidad de este diseño.



3. SEMI-SUMERGIBLES. SBM proporciona Semis para su explotación como FPU's.

3.1. **DEEPDRAFT SEMI[®]**. Diseño desarrollado y construido por la filial Atlantia Offshore, es un diseño registrado con propiedad intelectual. Se trata de una plataforma semi-sumergible de cuatro columnas estabilizadoras con un pontón en anillo de planta cuadrada, que une a las columnas de sección rectangular por su fondo, fondeada con 12 líneas. Se han construido dos unidades hasta la fecha, operativas en aguas del GOM. Estas unidades se diseñan para aguas ultra-profundas de hasta 3,000 m, con soluciones Dry Tree para profundidades mayores de 1,500 m. Las dimensiones del casco son 70,71 x 70,71 m. Los pontones, de sección rectangular achaflanada tienen 11.58 de manga por 8 m de puntal. Las columnas de sección cuadrada achaflanadas tienen 14 x 14 m y su tope superior se sitúa a 54.8 m sobre la línea base. El calado operativo es de 32 m. La estructura del topside es abierta, con celosías apoyadas sobre las columnas. Se habilitan dos niveles, cada uno de 42.6 x 67 m. El desplazamiento de la unidad es de 44,800 tons. El peso muerto es de 19,300 tons.



○ THUNDER HAWK, 1800 m. 2008



○ INDEPENDENCE HUB, 2006

4. **TURRET MOORING SYSTEMS.** Sistema de fondeo en torre. Se usa para el fondeo de FPSOs y otros flotadores a la vez con el sistema de Raisers, umbilicales, etc. Está compuesto por una columna de torre fijada mediante un sistema de cojinetes a una estructura externa o interna y solidaria al casco del buque. De esta forma, el casco del buque puede moverse libremente mientras la torre está fondeada al fondo del mar. De esta forma el flotador puede adoptar la dirección con menor resistencia frente a las olas, viento y corrientes, sin afectar a la integridad de la instalación de conexión submarina. Un turret mooring system está compuesto por 5 componentes,

- Líneas de fondeo que mantienen el flotador en posición.
- Columna de torre que conecta los fondeos al flotador.
- Sistema de cojinetes que permiten al flotador aproar las acciones medioambientales.
- Estructura de soporte del sistema de cojinetes.
- Sistema de transferencia de fluidos, consistente en una conexión submarina, manifolds, soporte toroidal giratorio y sistema de tuberías de abord.



XVII. TECHNIP.

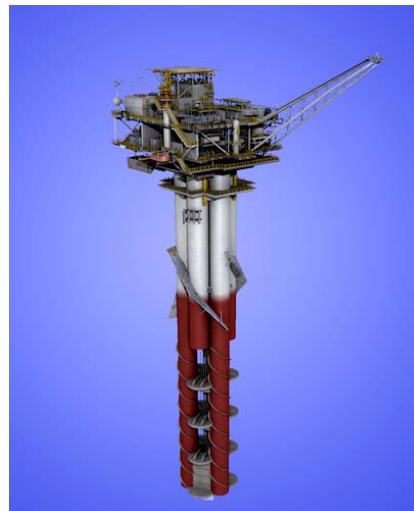
Ref. 23

TECHNIP se estableció en París en 1958 por el IFP, Instituto Francés del Petróleo, como compañía de ingeniería. En la década de los setenta, se crea Technip Geoproduction, subsidiaria especializada en equipamientos de campos petrolíferos. En esta misma década IFP crea Coflexip, una firma especializada en el diseño, manufactura y suministro de tubería flexible submarina, se abren oficinas en Houston, Aberdeen y Rio de Janeiro. En los 80 sigue la expansión internacional y Coflexip inicia la fabricación de Umbilicales. En la década de los 90, Coflexip adquiere la compañía noruega de operaciones Stena Offshore. En la primera década del siglo XXI, Coflexip adquiere la divison Deepwater de Aker Maritime.

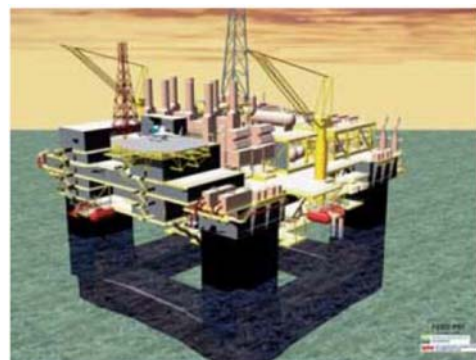
Con más de 50 años de experiencia en el sector, es líder mundial en grandes proyectos energéticos EPC, ingeniería, compra y construcción, presente con tres segmentos de negocio: Subsea, Offshore y Onshore. En el segmento Offshore, Technip desarrolla ingeniería, compra, construcción, instalación comisionado y la renovación/actualización de instalaciones offshore para la industria Oil & Gas. Technip provee estos servicios para plataformas fijas en aguas someras con estructuras convencionales y plataformas auto-instalables y para aguas profundas incluyendo SPARs, Semi-Sumergibles, TLPs, FPSOs y FLNGs. Disponen de una flota de más de 30 buques para instalación de tubería flexible o rígida submarina, heavy lift, construcción y soporte a submarinistas. Technip ha participado en 17 de los 20 proyectos SPARs, instalando la primera plataforma en el mundo en 1996, diseño desarrollado junto a Mc Dermott. En el segmento Subsea, las actividades de Technip atienden al diseño, fabricación e instalación de tubería submarina rígida y flexible, además de umbilicales. El

desarrollo de campos submarinos así como su mantenimiento y operación es otro gran sector de servicio de Technip. A continuación se detalla los diseños más significativos.

1. **CELL SPAR**, tercera generación de plataformas SPARs, diseñada y fabricada por TECHNIP en Mobile Alabama la única unidad en servicio hasta la fecha. El flotador está constituido por siete tanques tubulares montados sobre otros seis instalados en el interior de estos. Tres de los siete tanques exteriores de 6.1 m de diámetro, se extienden hasta el fondo, para soportar el tanque de lastre sólido y soportar las placas anti-arfada. La longitud del flotador es de 171 m, quedando fuera del mar 15.2 m. El topside tiene tres cubiertas, dimensiones máximas de 34 x 41 m. el casco pesa 7,200 tons. el peso del topside es de 3,600 tons. Esta unidad se diseñó para la producción de 120 MMcfd de gas, con posibilidad de incrementar la producción a 300 MMcfd. *Ref. 24.*

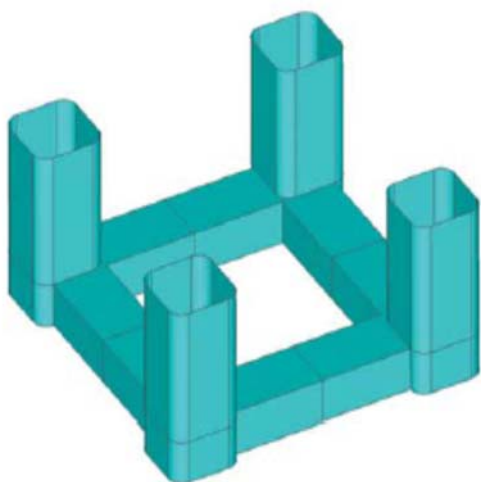


2. **FPU's, SEMI-SUBMERSIBLES.** Technip ha desarrollado diseños de semi-sumergibles para unidades de producción integradas con sistemas de perforación para operación en aguas ultra-profundas. Junto con Keppel FELS, y FEED de Aker Solutions en el consorcio FSTP, han suministrado a Petrobras tres de las mayores semi-sumergibles de producción existentes en el mundo. De tipología clásica, pontón de planta anular cuadrada y secciones rectangulares, con cuatro columnas cada uno de sus vértices, de sección cuadrada, soporta el topside de estructura abierta en base a celosías.

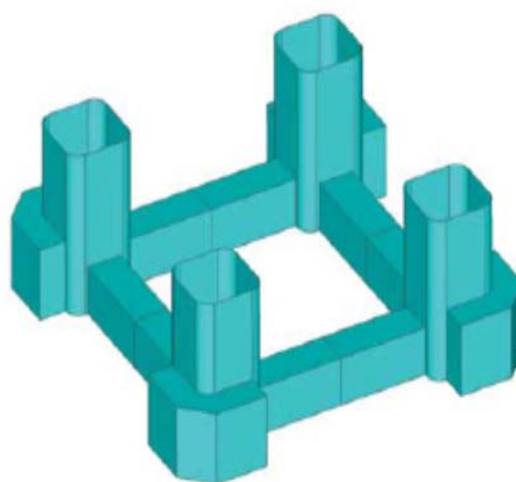


		P-52	P-51	P-56
Localización		Brasil	Brasil	Brasil
Profundidad	m	1,800	1,225	1,700
Peso Topside	tons	31,000	32,000	32,000
Eslora	m	125	116	116
Manga	m	110	110	110
Altura máxima s/l.b.	m	101	101	101
Producción crudo	Bopd	180,000	180,000	100,000
Producción gas	MMcmp	7.5	6	5.2
En operación	desde	2007	2008	2011

3. **HVS, HEAVE AND VIM SUPPRESSED SEMI-SUBMERSIBLES.** El mercado de flotadores aplicables a producción de pozo con Wet Tree en el GOM ha crecido en gran parte debido a las características de las reservas que favorecen la explotación de los pozos directamente en vertical, lo que conduce al aumento de la profundidad de explotación. La disposición vertical facilita el diseño de Risers de acero en catenaria, SCRs, y complica el diseño de los tensores de los Risers. Las Semi-sumergibles de gran calado, han sido la solución favorita para Wet Tree y SCRs, principalmente por que se reducen costes en la instalación en muelle del topside, dispone de una gran área de cubierta, puede soportar un gran número de Risers y es económicamente más efectiva que las SPARs, FPSOs y TLPs. El inconveniente de las Semis de gran calado es el relativamente alto movimiento de arfada, que incrementa la carga en los SCRs. Incrementado el calado de las semis, se mejora la respuesta de arfada. Este incremento de calado presenta otro problema, alto **VIM (vortex induced motion)**, movimiento inducido por los vórtices, debido principalmente a las largas columnas y el bajo amortiguamiento de los pontones, comparadas con las semis convencionales (menor calado). Un alto VIM afecta al comportamiento a la fatiga de los SCRs y sistema de fondeo. El diseño **HVS (Heave and VIM Suppressed)**, VIM y arfada suprimida, mejora el movimiento en arfada respecto a una semi-sumergible de gran calado en el 50% y el VIM en el 30% según Technip.



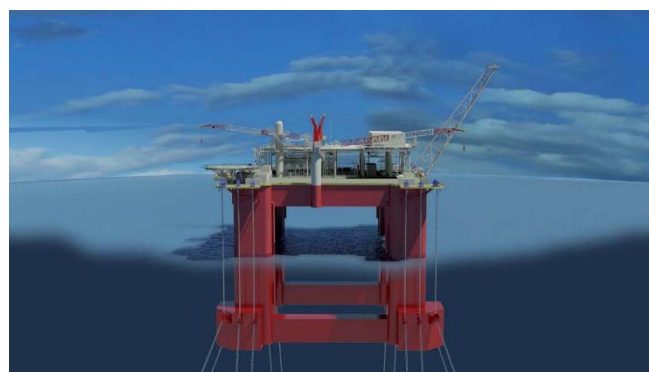
o Casco de Semi convencional



o Casco HVS

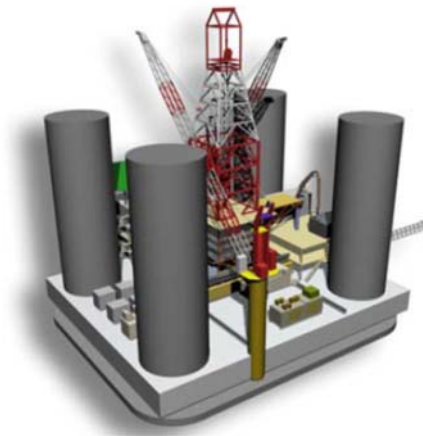
La innovaciones del diseño HVS es la disposición de unas protuberancias volumétricas en el exterior de la base de cada columna y la esbeltez de los pontones, de menores dimensiones que en las convencionales. Estas protuberancias rompen los vórtices a lo largo de la columna y una buena estabilidad en flotación de tránsito y durante el armamento en muelle y durante el fondeo. La esbeltez de los pontones reduce la carga en la arfada. Calado de operación de 41 m.

Este diseño ha sido propuesto como solución para la explotación del campo BP Mad Dog Phase 2 en el GOM, para una producción de 100,000 bopd, pero debido al elevado coste BP ha desestimado la solución, proponiendo una solución SPARs. *Ref. 25 & 26.*

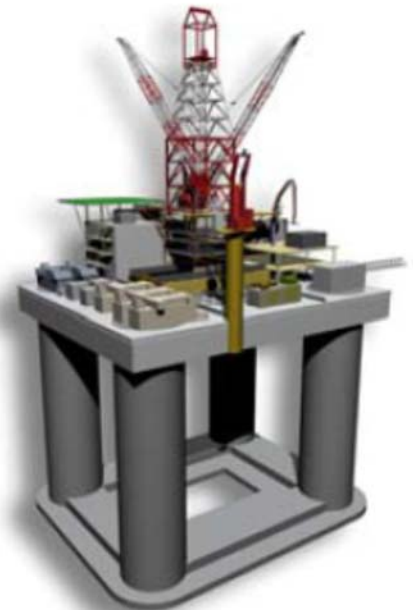


4. **EDP, EXTENDABLE DRAFT PLATFORM,** Plataforma de calado extensible, diseñada para ambientes duros de altas latitudes. Es una plataforma de columnas estabilizadoras de elevado calado, DDF (Deep Draft Floater). El diseño es una combinación del concepto de las plataformas SPAR clásicas, la adición con una

placa anti arfada y la disposición de pontón de una semi-sumergible. Hay dos aplicaciones principales de las EDPs, como MODU (Mobile Offshore Drilling Unit) y como plataforma combinada de producción y perforación. Como plataforma combinada se considera para aplicaciones con Dry Trees y SCRs en aguas ultra-profundas, hasta 3,000 m. En la configuración MODU, sus movimientos mínimos le permiten seguir perforando incluso con tiempos severos, cuando se compara con una semi convencional. La EDP se ha concebido como una plataforma tipo Jack-up. La cubierta (topside) se construye en forma de cajón, que le confiere flotabilidad al conjunto durante el armamento en muelle como durante el transporte a su lugar de operación. La placa anti-arfada se sitúa bajo esta, firmemente unida a las cuatro columnas que atraviesan la cubierta y se fijan a esta por medio de un sistema de elevación similar a los utilizados en las Jack-up. Esta configuración minimiza los costes de armamento de la unidad a nivel de muelle. La EDP se transporta a su lugar de operación en seco, sobre buque semi-sumergible. Una vez puesta a flote, se bajan las columnas con la placa anti arfada, a la vez que se lastran, hasta que las columnas alcanzan su tope a ras de cubierta, donde se fijan solidariamente a esta. Se procede al deslastrado de las columnas y todo el conjunto se eleva sobre las columnas que son las que proporcionan la reserva de flotación en el Air Gap requerido. Esta unidad se diseña para ser fondeada, no dispone de DPS.



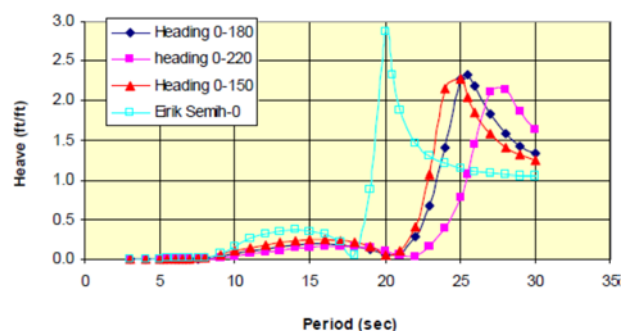
o EDP en posición de transporte/armamento



o EDP en operación

Se han estudiado variantes con un peso muerto de hasta 50,000 tons, que le proporciona gran capacidad de acopio, necesario para grandes profundidades. Las dimensiones de los modelos evaluados para comparaciones con Semis convencionales tienen calados de 45 m (150'), 55 m (180') y 67 m (220'). Los RAOs de la EDP presentan valores menores a bajos y elevados periodos.

No se ha construido hasta la fecha ninguna unidad de este diseño. *Ref. 27*



XVIII. AGILITY GROUP.

Ref. 35

Agility Group, con sede central en Oslo, Noruega, formalmente Grenland Group, tiene una experiencia de más de 150 años de tradición en la industria naval noruega. Greenland Group nació como grupo en 2004 como resultado de la fusión en tre Grenland Offshore Holding, Kamoy Stalindustrier e Hitec Frammaes. La compañía matriz, Grenland Group se fundó en 1991 y fue adquirida por JHallgeir Skogen en 1993. En 2012 Greenland Group cambió su nombre a Agility Group. La actividad naval comenzó en 1712 con la construcción de la fragata

“Lovendahl’s Galley”. En 1880 se funda Langesund Shipyard con el gran florecimiento de los talleres mecánicos noruegos, dedicado a la reparación de buques de vela y la construcción de pontones metálicos. En 1918 botan el primer vapor, “Temeskjaer”. No cesó la reparación y construcción de nuevos buques hasta que en abril de 1940, tras la invasión alemana, el astillero se pone al servicio de los invasores para producir pontones y boyas para la obstrucción de accesos a puertos, así como buques de suministro. Pasada la segunda guerra mundial, en 1948, el astillero se posiciona como constructor de buques para navegaciones en grandes lagos y aguas interiores. En 1967 Sverre Munch AS con base en Bergen adquiere la compañía iniciando la producción e instalación de gruas para buques. Tras la compra en 1974 por Horten Verft, la compañía retoma la producción naval concentrándose en la construcción de secciones de casco para grandes tankers. Sucesivas fusiones y alianzas acaban con formación de Greenland Group en 2004 y el establecimiento en 2005 de Greenland Advanced Engineering en Houston, Texas, USA y Greenland Nusantara en Kuala Lumpur, Malasia. Ese mismo año el grupo adquiere Heerema Norway. En años posteriores se extiende a China y en 2010 se establece en Bergen con la adquisición de CIC Engineering. El grupo, tras la adquisición de numerosas compañías tecnológicas ha ido posicionándose en el sector, ofreciendo suministro integral de ingeniería, compras, construcción, instalación y comisionado (EPCIC) al mercado offshore del oil & gas en proyectos de medio porte, con soluciones para la industria onshore en ese mismo rango. El desarrollo de FEEDs, mantenimiento, modificaciones, topsides, flotadores y equipos submarinos se ofrecen en su portafolio.

1. **SEMI-SUBMERSIBLES DRILLING RIGS.** Desde 2008 Agility está desarrollando Semi-sumergibles para COSL Drilling.

- 1.1 **GG-5000 Semi-Submersible..** La clase GG-5000 es una SSDR de sexta generación, DPS3 con seis thrusters, diseñada para operar en ambientes fríos árticos en aguas con presencia de hielo en flotación de hasta 1,500 m de profundidad, del Mar del Norte, Mar de Noruega y resto del mundo. La unidad está totalmente winterizada. El flotador de dos pontones y cuatro columnas se conectan a una estructura paralelepípedica con tipología de casco. Puede perforar hasta 7,500 m de profundidad. La unidad se puede fondear igualmente con 8 líneas. Eslora de 104.5 m, manga 70.5 m, cubierta 83.1 x 69.5 m, desplazamiento operativo 40,710 tons, VDL 5000 tons. Está en construcción una unidad en Yantai CIMC Rafles.



○ **COSL PROSPECTOR.** 2014



- 1.2 **A-5000 Semi-Submersible..** La clase A-5000 es una SSDR de sexta generación, DPS3 diseñada para operar en aguas del Mar de China en profundidades de hasta 1,500 m de profundidad. Puede perforar hasta 9,150 m de profundidad.

○ **HAI YANG SHI YOU 982,** 2016



XIX. OTROS DISEÑADORES.

El mercado offshore ha evolucionado rápidamente en los últimos años, a la vez que aumentaba la necesidad de recursos energéticos y su descubrimiento en aguas cada vez mas profundas. Alianzas o directamente absorciones de unas compañías sobre otras que no pueden asumir los costes que conllevan el desarrollo de nuevas ideas y diseños adaptados a los requerimientos del mercado actual, han hecho desaparecer firmas con unidades aun operativas. Por otro lado, y como forma de evolucionar y abrir mercado, los grandes astilleros asiáticos aliados con compañías tecnológicas, han desarrollado proyectos de flotadores específicos para aplicaciones offshore, aprovechando la necesidad del mercado. Otras veces las propias compañías de operaciones han desarrollado sus propios proyectos e innovaciones tecnológicas. A continuación se listan otras Compañías que han producido diseños de flotadores para actividades de perforación y explotación offshore.

1. CIMC RAFFLES. Astillero Chino con experiencia en construcción de SSDRs y otros buques offshore.

- 1.1 **Semi-sumergible heavy lift y acomodación, DPS3**, para operación en el GOM. Eslora total de 137.75 m, manga 81 m, puntal a cubierta de trabajo 39 m. VDL 7,070 tons, acomodación para 600 personas. Dos grúas de 1,800 tons c/u. Es la primera semi-sumergible asimétrica del mundo, sin bracing. Su sistema de deslastrado es neumático. [Ref 16, 29](#)

o OOS International, **OOS GRETHA**, 2012



2. BREVIK ENGINEERING. Compañía fundada en 1997 por experimentados ingenieros que prestaron sus servicios en los astilleros de la bahía de Trosvik en Brevik, Noruega. En 2002 es adquirida por Aker Yards. En 2007 Strata Offshore & Marine, se hace con la compañía al quedar excluida de la fusión de Aker Yards con Alstom para formar STX Europe, manteniendo su branch. En 2008 Noble Denton adquiere Brevik Engineering. En 2009 Noble Denton y GL se fusionan para formar GL Noble Denton. Previa a la fusión del grupo DNV-GL, Brevik Engineering se vende a Global Maritime en 2013.

- 2.1 **BINGO 9000**. Continuando con los anteriores diseños de la clase Bingo, diseñados por Trosvik, La clase Bingo 9000 es una semi-sumergible de 6 columnas estabilizadoras de 6ª generación, DPS3, para operación en ambientes duros del Mar del Norte y aguas ultra-profundas de 10,000 pies (3,048 m) y perforación hasta 9144 m bajo mesa rotativa. Eslora de 119.8 m, manga 85.5 m, Air Gap en operación, 13.35 m. Desplazamiento en operación 53,393 tons a 23.75 m de calado. VDL 7222 tons. Se han construido 4 unidades de esta serie. Las dos construidas en el pasado siglo, han sido modificadas y actualizadas en 2009. [Ref 30, 31](#)

o Ocean Rig, **Erik Raude**, 2002



o Noble, **Danny Adkins**, 1999 - 2009



3. De HOOP/UBITEC. De Hoop es un astillero holandés con experiencia en construcción offshore que junto a UBITEC, firma de ingeniería también ubicada en Holanda, desarrollaron diseños de semi-sumergibles para PRIDE International, absorbida por ENSCO en 2011, de última generación, aunque su construcción se completó en Daewo y Halter Marine Pascagoula Inc USA. [Ref 32, 33.](#)

3.1. MEGATHYST. En base al diseño previo Amethyst, se desarrolla esta serie DPS3, para operación en aguas profundas y ambientes duros, que están prestando servicio en aguas de Brasil. Su diseño es característico por la inclinación de sus columnas estabilizadoras hacia el interior de la SSDR, carente de bracing y con cubierta tipo cajón. Eslora de 76 m, manga de 54.6 m y calado operativo de 78.95 m. desplazamiento en operación 21,270 tons con VDL de 3,500 tons. Se han construido cuatro unidades de esta serie, todas a principios del presente siglo.

o ENSCO, **ENSCO 6002**, 2001



REFERENCIAS:

1. Moss Maritime website. <http://www.mossww.com/technologies.php>
2. Aker Solutions. Website. <http://www.akersolutions.com/en/Global-menu/Products-and-Services/>
3. Friede & Goldman, Ltd. Designs website <http://www.fng.com/designs>
4. GVA. Products website. <http://www.gvac.se/Products/>
5. GustoMSC. Designs website. <http://www.gustomsc.com/index.php/module-variations/designs-24734>
6. Frigstad Engineering. Designs website. <http://hfe.frigstad.com/contents.aspx?pageID=236&itemID=3>
7. Global Maritime. Design website. <http://www.globalmaritime.com/services/vessel-and-rig-design>
8. Sevan Marine. Website. <http://www.sevanmarine.com/>
9. Sevan Drilling. Website. <http://www.sevandrilling.com/index.cfm>
10. FloaTEC, LLC. Website. <http://www.floatec.com/>
11. Keepel FELS. Website. <http://www.keppelom.com/en/content.aspx?sid=2537>
12. Bassoe Technology. Website. <http://www.basstech.se>
13. VersaBuoy. Website. <http://www.vbuoy.com/>
14. InfieldRigs. Website. <http://www.infield.com/rigs>
15. Scivita Icn. Vessel Designs website. <http://www.scivita.com/vessel%20designs.html>
16. CIMC Raffles. Website. <http://www.cimc-raffles.com/en/enterprise/raffles/>
17. RIGZONE. Website. <http://www.rigzone.com/>
18. OFFSHORE MAGACINE. Website. <http://www.offshore-mag.com>
19. HUISMAN. Website. <http://www.huismanequipment.com/en>
20. INTECSEA, floating systems website. <http://www.intecsea.com/our-business/floating-systems>
21. MODEC. Website. <http://www.modec.com>
22. SMB OFFSHORE. Website. <http://www.sbmoffshore.com>
23. TECHNIP. Website. <http://www.technip.com>
24. CELL SPAR. <http://www.offshore-technology.com/projects/red-hawk/>
25. HVS Semis. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-1/engineering-construction-installation/new-semisubmersible-design-is-a-riser-friendly-floater.html>
26. HVS Semis. <http://www.2b1stconsulting.com/bp-ready-to-make-decision-on-mad-dog-2-concept-in-us-gulf-of-mexico/>
27. EDP. A Novel Platform for Drilling in Harsh High-Latitude Environments, <http://www.aade.org/app/.../AADE-07-NTCE-73.pdf>
28. EDP. Extendable draft platform offers drilling flexibility <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-6/construction-installation/extendable-draft-platform-offers-drilling-flexibility.html>
29. OOS International. Website. <http://www.oosinternational.com/>
30. Strata Marine & Offshore. Website. <http://smo.as/dynamic.asp?page=240&sm=Brevik%20Engineering>
31. GLOBAL MARITIME, news. <http://www.globalmaritime.com/news/global-maritime-acquires-design-business>
32. UBITEC. Website. <http://www.ubitec.nl/>
33. De HOOP. Website. <http://www.dehoop.net/>
34. IHS PETRODATA. Website. <http://www.ihs.com/info/en/a/ods-petrodata/index.aspx>
35. AGILITY GROUP. Website. <http://www.agilitygroup.no/>

ANEXO I

MATRIZ DE DISEÑADORES Y DISEÑOS OFFSHORE EN EL SIGLO XXI

item	COMPAÑIA	TECNOLOGIAS		TIPO	DISEÑOS
I	MOSS MARITIME	1. LNG	MONO-HULL	CARRIERS	
				FSRUs	
				FLNGs	
		2. FPU	SEMI-SUBMERSIBLES	FPUs	OCTABUOY CLASSIC
			MONO-HULL	FPSO	OCTABUOY SDM
		3. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	CS30 & CS40
					CS50 & CS60
		4. OSVs	SEMI-SUBMERSIBLES	INTERVENTION	CS30 WELL
				SPECIAL PURPOSES	SDX-1
			MONO-HULL	OSVs	OCEAN ODISSEY
					AHTS, PSV, WIV, DSV, ORV, CPLV, MISV
II	AKER SOLUTIONS	1. DRILLING	Maniobra BOP		
			Compensadores y tensionadores		
			Salas de control		
			Maniobra de cubierta		
			Fluidos de perforación		MH DRN 200
			Derrick		
			Drilling risers		Clip Riser
			Manipulación		
			Izado		MH RamRig
			Auxiliares		
			Top drives		
		2. FPU	SEMI-SUBMERSIBLES	SSPPs	DTS
					P-50 & P-52
		3. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	Aker H-3
					Aker H-4.2
					Aker H-4.3
					Aker H-6e
			TLP		
			MONO-HULL	FPSOs	
				BUOY	BPC
		4. JACKETS			
		5. TOP SIDES			
		6. SUBSEA	Manifolds		
			Intervención		
			Trees		
			Tie-In Systems		
			Bombeo submarine		
			Wellheads		

item	COMPañIA	TECNOLOGIAS		TIPO	DISEÑOS	
III	FRIEDE & GOLDMAN, Ltd.	1. FLOTADORES	JACK-UPs	MODU	MOD II	
					SUPER M2	
					JU-2000A	
					JU-2000E	
					M-CLASS	
			SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	ExD	
					MILLENNIUM	
					ExD-H	
				FPF	ExD-H6C	
FPF	CENTURION FPF					
IV	GVA	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES		GVA 3000	
					GVA 3800	
					GVA 4000	
					GVA 4000 NCS	
					GVA 4500	
					GVA 5000	
					GVA 5800	
					GVA 7500	
					GVA 7600	
					GVA 10000	
				ACCOMODATION	GVA 2000 E	
					FPU's	GVA 3000 E
						GVA 4500
						GVA 8000
						GVA 12000
						GVA 21000
						GVA 27000
						GVA 33000
						GVA 40000
			GVA 320000			
			DRILL SHIPs			GVA 100 DS
			GVA 15000 DS			
V	GUSTO MSC	1. FLOTADORES	JACK-UPs	MODUs	CJ46	
					CJ50	
					CJ62	
					CJ70	
					CJ80	
				MOPUs	SIRI	
			SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	DSS20-CAS-M	
					DSS38	
					DSS21	
					TDS2000P	
					TDS2500	
		OCEAN CLASS				
		SSCVs		SAIPEM 7000		
		ACCOMODATION	DSS20-NS-DP3			
			OCEAN 500			
		MOPUs	MOPUStar			
			MONO-HULL	DRILL SHIPs	P10000	
					PRD12000	
				SEPs	SEA Series	
NG Series						

item	COMPañIA	TECNOLOGIAS		TIPO	DISEñOS
V	GUSTO MSC	1. FLOTADORES	MONO-HULL	MOPUs	WIV10000
				CVs	CONSTRUCTOR CLASS
					HEAVY LIFT VESSELS
VI	FRIGSTAD ENGINEERING	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	TADs	T60
				SSDRs	T70
					D70
					D80
					D90
VII	GLOBAL MARITIME	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	GM 4000
				INTERVENTION	MMX
				CVs	GM Constructor
				ACCOMODATION	GM 500A
VIII	SEVAN MARINE	1. FLOTADORES	MONO-HULL	MODUs	SEVAN 650
				FPSOs	SEVAN 300
					SEVAN 1000
					SEVAN 2000
IX	FloaTEC, LLC	1. FLOTADORES	SPARs	FPUs	TRUSS SPARs
			TLP	FPUs	ETLP
			SEMI-SUBMERSIBLES	FPSs	DDS
					T-SEMI
					E-SEMI
					X
Super B Class					
Super A Class					
N Class					
MONO-HULL	SEPs	MPSEP			
SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	DSS 51E			
		DSS 60HE			
		SSDT			
		SSAU4000NG			
XI	BASOE TECHNOLOGY	1. FLOTADOREs	SEMI-SUBMERSIBLES	TSUs	BT-3500 TSV
				SSDRs	DSME6000M
					DSME7000
					BT-9000 DP
					BT-12000 DP/M
				ACCOMODATION	BT-4900N
			MONO-HULL	TSUs	BT-LTB
					BT-MTB
					BT-HTB
					BT-MDS
				DRILL SHIPs	BT-UDS
					SWS-12000
BT-Artic					
XII	VERSABUOY	1. FLOTADORES			MULTI-HULL
XIII	SCIVITA INC.	1. FLOTADORES	JACK-UPs	MODUs	BJ350
			MONO-HULL	DRILL SHIPs	DS1000
				PIPELAY VESSELS	BH12000
			SEMI-SUBMERSIBLE	SSDRs	CONSTR. 3000

ítem	COMPañIA	TECNOLOGIAS		TIPO	DISEÑOS
XIV	HUISMAN	1. FLOTADORES	MONO-HULL	DRILL SHIPs	HUISDRILL 12000
				PIPELAY VESSELs	550t FLEX LAY
					300 t FLEX LAY
		CRANE VESSELs			
		SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	ORION CLASS	
				JBF 14000	
				JBF WINTERIZED	
		JBF ARCTIC			
SWATH	WINDs TURBINEs	WIND TURBINE SHUTTLE			
XV	MODEC	1. FLOTADORES	MONO-HULL	FPSOs/FSOs	MV27
					MV10
					MV23
			TLP	FPUs	MOSES SSIP
		SEMI-SUBMERSIBLES	FPUs	CP Semi	
XVI	SBM OFFSHORE	1. FLOTADORES	MONO-HULL	FPSOs/FSOs	
			TLPs	FPUs	SeaStar
					FourStar
		SEMI-SUBMERSIBLE	FPUs	DEEPPDRAFT SEMI	
		2. MOORING SYSTEM	TURRETs		
XVII	TECHNIP	1. FLOTADORES	SPARs	FPUs	CELL SPARs
			SEMI-SUBMERSIBLES	FPUs	P-56
					HVS
					EDP
XVIII	AGILITY GROUP	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	GG-5000
					A-5000
XIX	CIMC RAFFLES	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSHV	
XX	BREVIK ENGINEERING	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	BINGO 9000
XXI	De HOOP/UBITEC	1. FLOTADORES	SEMI-SUBMERSIBLES	SSDRs	MEGATHYST

PAGINA EN BLANCO

ANEXO 1.1. RISERs Y BOPs

1. RISERs

1.1. RISERs DE PERFORACIÓN

1.1.1. MARINE DRILLING RISERs

1.1.2. TIE-BACK DRILLING RISERs

1.1.3. RISERs DE PERFORACIÓN DE BAJA
PRESIÓN

1.1.4. RISERs DE PERFORACIÓN DE ALTA
PRESIÓN

1.2. ELEMENTOS EN LOS RISERs DE PERFORACIÓN

2. BLOWOUT PREVENTER, BOP

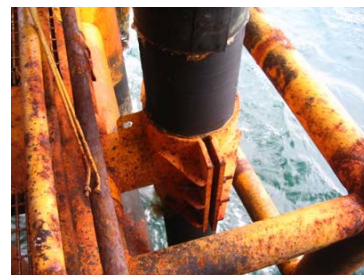
REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

1. RISERS

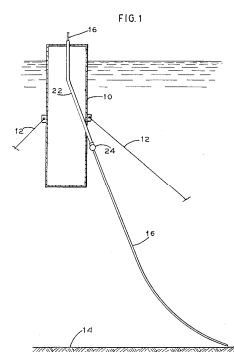
Los risers son conductos para la transferencia de materiales fluidos, tanto desde el fondo marino hasta las instalaciones de producción o perforación, como desde estas al fondo marino. Los risers son un tipo de tuberías desarrolladas para esta actividad de transporte vertical. Los risers transportan hidrocarburos y materiales de producción como fluidos de inyección, fluidos de control y gas para presurización. Usualmente están aislados para las bajas temperaturas de las aguas en el fondo marino, los risers pueden ser rígidos o flexibles. Existen diferentes tipos de risers, dependiendo de su función en la etapa de explotación del pozo submarino, risers fijos, tubos guía, risers metálicos en catenaria, risers tensionados en cabeza, torres de risers, risers en configuración flexible y risers de perforación. Los risers se pueden clasificar también por su

Los risers fijos (**attached risers**), se instalan en plataformas fijas, compliant towers o estructuras de gravedad construidas con hormigón. Se fijan mediante abrazaderas, que permiten las expansiones axiales, a los elementos estructurales o superficie exterior, desde el fondo marino hasta la superficie, donde se sitúa la unidad de producción. Se fabrican usualmente en secciones. La sección en el fondo marino se conecta a la línea de producción que viene de la cabeza de pozo o a la de exportación.



Riser fijo en estructura¹

Los tubos guía (**pull tube risers**) son tubulares instalados principalmente en SPARs aunque se pueden instalar en otro tipo de plataformas, que se usan para el guiado y conexión de los risers en el fondo marino con las utilidades de cubierta. Para traer hasta la cubierta cubierta, se pasa un cable de acero a través del tubo guía preinstalado hasta el fondo marino y se conecta con la línea que queremos conectar. Se tira del cable y la tubería se pasa a través del tubo guía. Cuando llega a la superficie se fija en cubierta al punto de conexión. El tubo guía está curvado en su parte inferior para adaptarse a la curvatura de la catenaria del riser. En su extremo inferior, dispone de una junta flexible que absorbe los esfuerzos de contacto entre riser y tubo guía.



Pull tube riser²

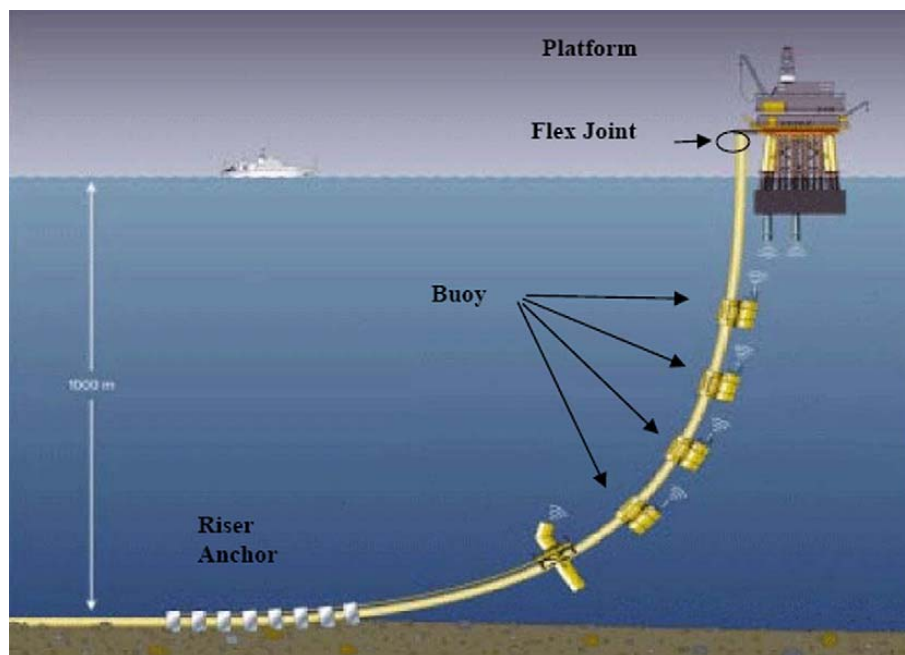
Los risers metálicos de catenaria (**steel catenary risers o SCR**s). Un SCR utiliza una tubería de acero rígida con una considerable resistencia a la flexión, que al suspenderlo por un extremo se deforma conforme a una catenaria, permaneciendo gran parte de su longitud opuesta apoyada en el fondo marino. La forma de un SCR está controlada principalmente por el peso, flotabilidad y las fuerzas hidrodinámicas debidas a las corrientes y olas. Una variante de esta tipología es la conocida como “**Lazy Wave SCR**”, que consiste en al menos tres segmentos de catenaria. Esta disposición disminuye las tensiones máximas, menor stress y fatiga en el punto de conexión sobre la plataforma. Los extremos superior y de fondo, debido a que su peso supera su flotabilidad, tienen una curvatura ascendente, mientras que su segmento intermedio, en el que se disponen elementos que le aportan flotabilidad, tienen curvatura inversa. Por tanto se presentan dos puntos de inflexión. Esta disposición hace que se puedan amortiguar las acciones dinámicas del mar sobre los risers y absorber igualmente los movimientos de la plataforma en superficie respecto del lecho marino. La tubería usada en estos risers, extendida en una longitud sobre el lecho marino, tiene un sobre-espesor respecto de la línea de transporte o producción a la que se conecta, para soportar el esfuerzo dinámico de flexión y la fatiga del material asociada, debido a los movimientos de la plataforma, las vibraciones inducidas por el efecto vortex (VIV) y las corrientes marinas, principalmente en la zona de contacto con el fondo. Importante punto a tener en cuenta durante la construcción de los risers es la alineación de los extremos durante su soldadura, para evitar concentraciones de

¹ Riser Clamp. Synclaire. <http://www.synclaire.net/gallery.htm>

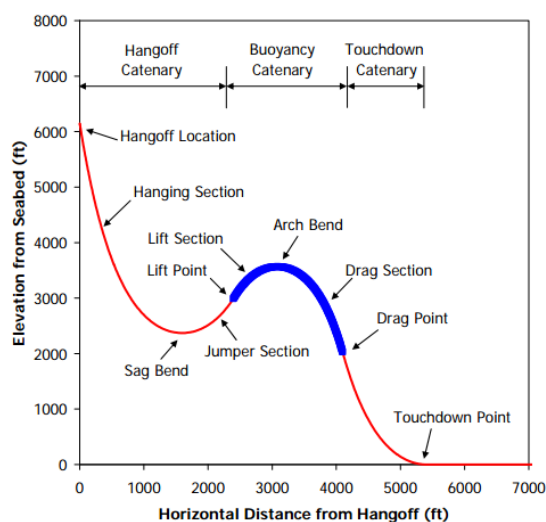
² Pull tube riser. Dinn, Lyle David. <https://data.epo.org/publication-server/rest/v1.0/publication-dates/19990407/patents/EP0907002NWA2/document.html>

stress. Para facilitar la operación de alineado, se utilizan los stringent ID (alineadores instalados en el interior de la junta a soldar), así como una preparación de bordes exhaustiva.

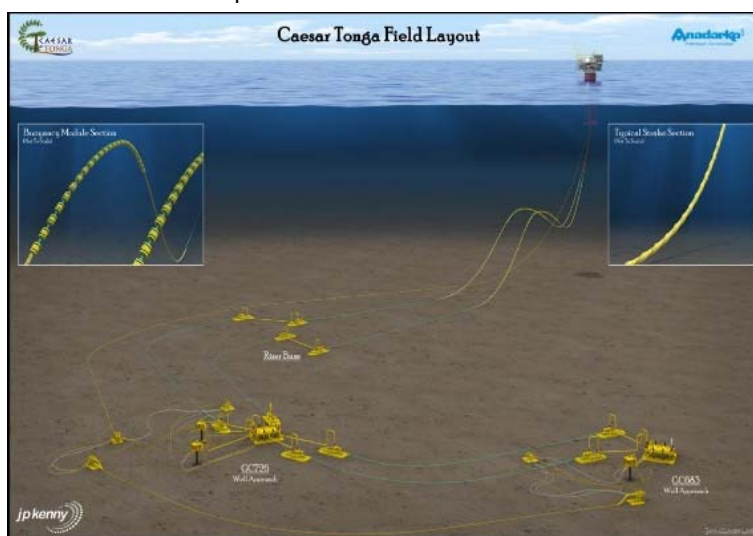
Las dimensiones de estos risers suelen estar entre 8 a 12 pulgadas de diámetro y operan entre 2000 y 5000 psi



SCR con elementos de control de posición³



Catenaria "Lazy Wave"⁴



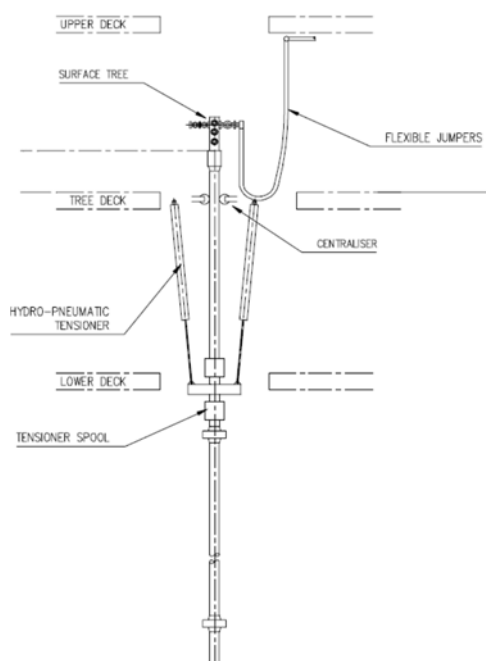
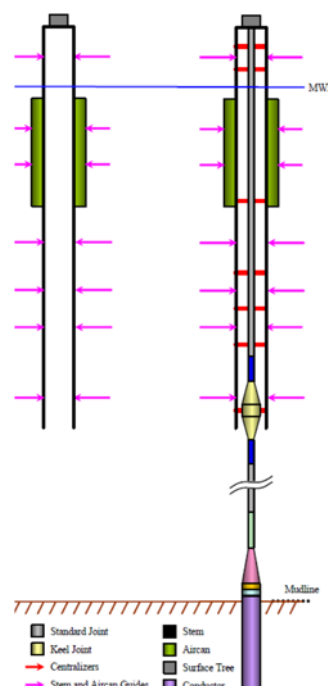
Disposición del campo Caesar/Tonga en GOM⁵

Los risers tensionados en cabeza (**Top-Tensioned Risers** o **TTRs**) son unos risers completamente verticales bajo la plataforma, usados en unidades tipo SPARs y TLPs. Estas unidades tienen posibilidad de moverse lateralmente bajo la acción del mar y viento. Como los riser rígidos están fijos en el fondo marino, aparece un desplazamiento vertical entre el tope superior del riser y la plataforma. Existen dos posibilidades para solventar los riesgos derivados de esta situación. Por medio de un compensador de movimientos instalado en el extremo superior de los risers que mantiene una tensión constante en estos, extendiéndose o contrayéndose con los movimientos de la plataforma. Cánulas flotantes pueden ser instaladas alrededor de los risers para mantener a estos a flote. El extremo superior de los risers conectado a la unidad de producción mediante tubería flexible es otro método que absorbe de manera más conveniente los movimientos de la plataforma.

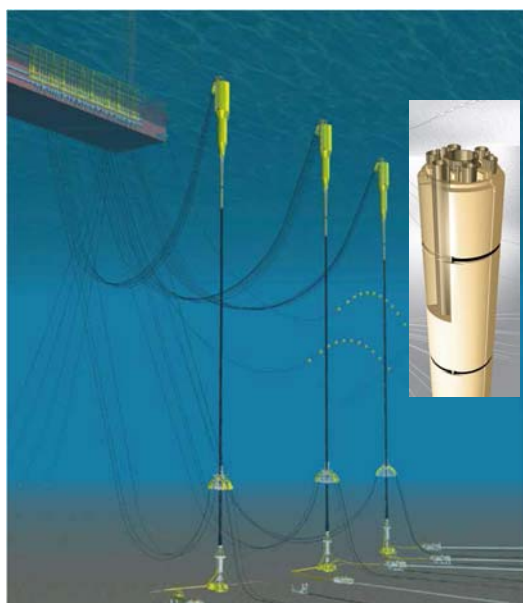
³ OILANDGASTECHNOLOGIES. <http://oilandgastechnologies.wordpress.com/2012/08/27/steel-catenary-risers-scr/>

⁴ Ejemplo de configuración de Lazy Wave SCR. 2H Offshore. <http://gcaptain.com/shell-orders-fpso-gulf-mexico/>

⁵ Offshore Energy Today.Com. <http://www.offshoreenergytoday.com/first-oil-flows-at-caesartonga-field-in-u-s-gom/>

Sistema de TTR en TLP⁶Sistema de TTR en SPAR⁶

Las torres de risers (**Risers Towers** e **Hybrid Riser Towers**) fueron construidas para soportar los risers de considerable altura a los FPSOs. Son ideales para aguas ultra-profundas. Esta torre está sumergida en el mar, cerca de la superficie. El diseño de la torre en forma de columna de acero dispone en su parte superior de un gran tanque de flotabilidad. Los risers se sitúan en el interior de la torre, cubriendo la distancia entre el fondo marino, donde se anclan, y el tope de la torre. La flotabilidad del tanque o los tanques de la torre, mantienen los risers tensionados en posición. Risers flexibles se conectan a continuación entre las torres de risers y la unidad flotante, FSU, FPSO, etc. El riser vertical, puede ser el resultado de empaquetar varios conduits para satisfacer el servicio completo del pozo, producción, inyección de gas o químicos, etc. Esto se conoce como “Bundle Riser”.

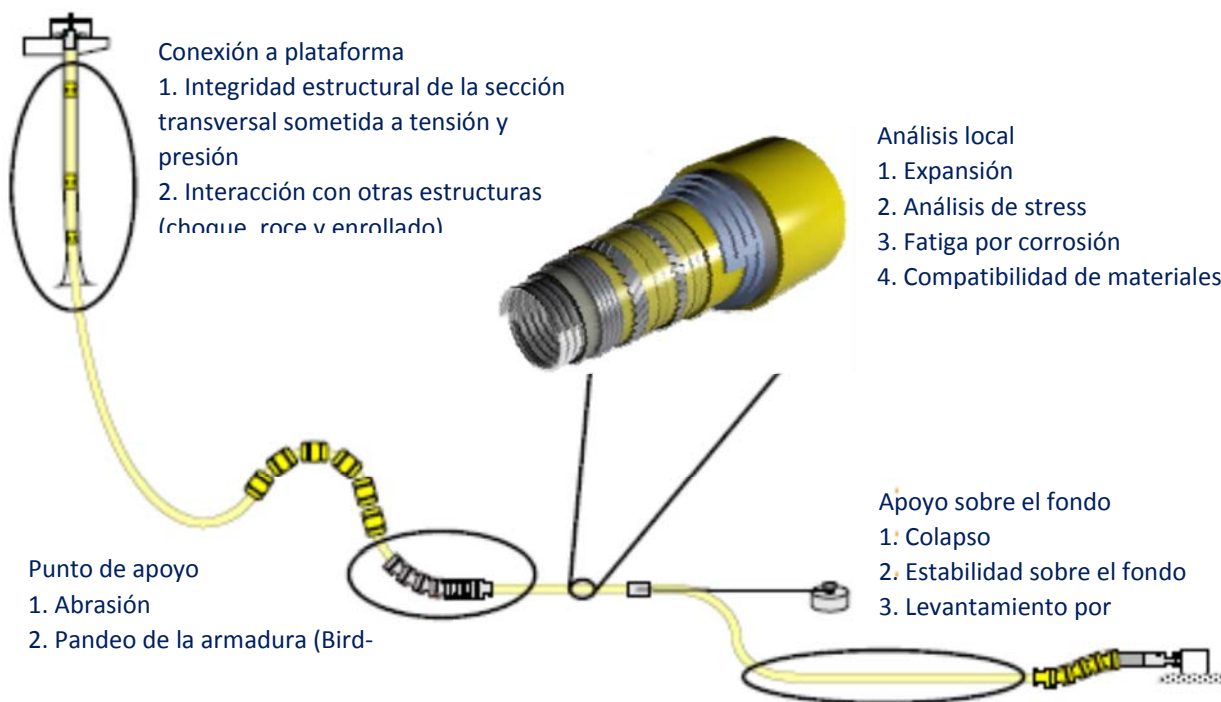
Diseño de Tower Risers para conexión a FPSO. Detalle del “Bundle Riser”⁷. Torre embarcando en transporte⁸.

⁶ Design and Optimization of Top Tension Risers for Ultra Deep Water. David Walters and David Thomas. 2H Offshore. <http://www.2hoffshore.com/documents/papers/2004-FPS-London-Design-and-Optimization-of-Top-Tensioned-Risers-for-Ultra-Deep-Water.pdf>

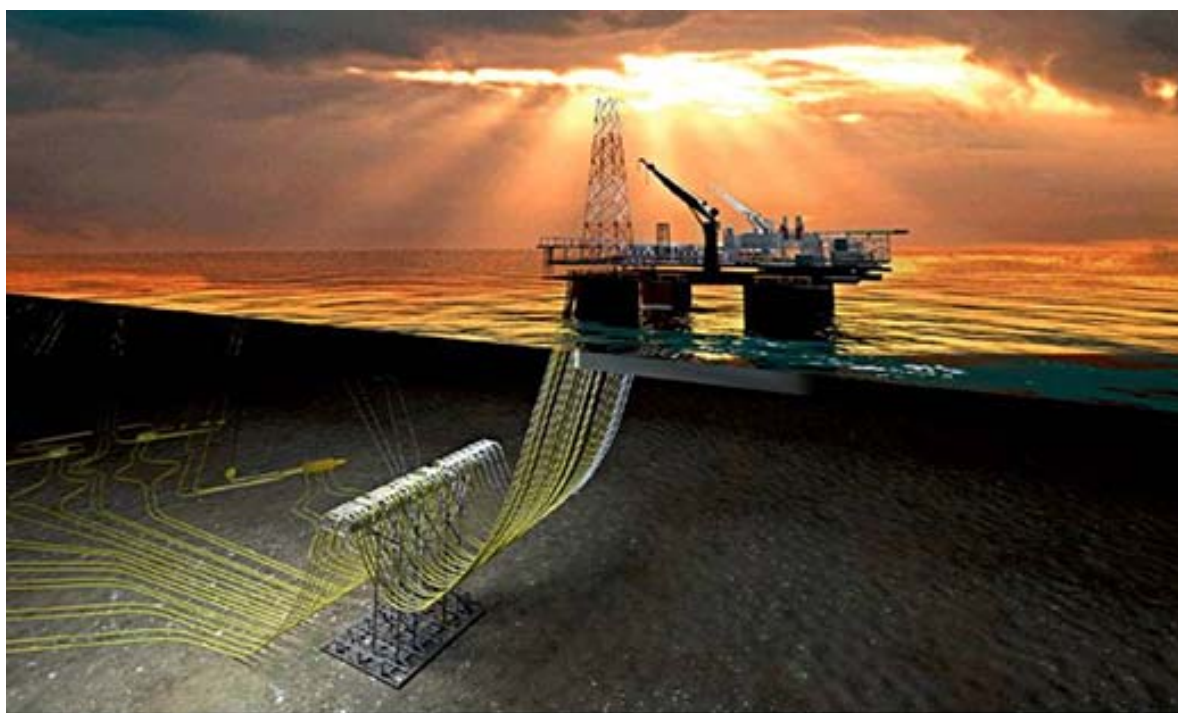
⁷ Subsea7. <http://www.subsea7.com/content/dam/subsea7/documents>

⁸ SBM. <http://www.heavyliftspecialist.com/wp-content/uploads/2012/01/3.-Lift-Start.jpg>

Los risers flexibles (**Flexible Risers**) pueden absorber movimientos verticales y horizontales, haciéndolos ideales para unidades flotantes. Estos fueron originalmente usados para conectar equipos de producción a bordo con risers de producción y exportación, pero actualmente se encuentran como una solución a risers de aplicación general. Se construyen con sucesivas capas de materiales metálicos y plásticos, que le proveen flexibilidad y refuerzo. Los materiales en contacto con el fluido a transportar han de tener compatibilidad química con este a fin de evitar corrosiones y fallas mecánicas. Hay diferentes configuraciones de instalación. Los risers en paso S (Step S) y Lazy S utilizan módulos flotantes anclados, como los step wave y lazy wave.



Esquema de un riser flexible, con las consideraciones a tener en cuenta para su diseño⁹.



Sistema de risers flexibles instalados por Inpex para HP/HT Ichthys LNG, Australia. 250 m de profundidad¹⁰

⁹ Flowlines & Risers, Wellstream. http://www.subseauk.com/documents/Wellstream_Chris_Braithwaite.pdf

¹⁰ E&P. A rising tide. Wood Group Kenny photo courtesy. http://www.epmag.com/item/A-rising-tide_108306

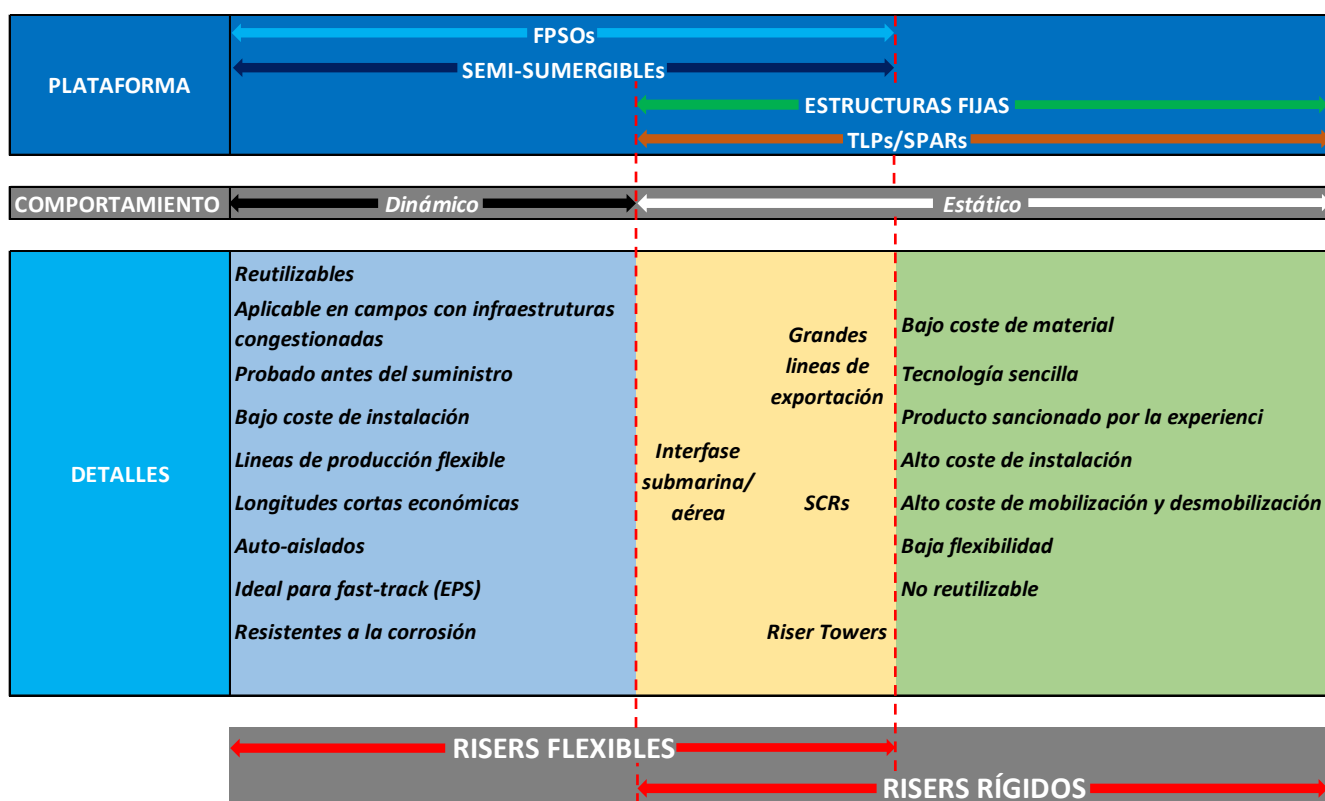
Existen otras tipologías de risers desarrolladas por compañías especializadas en base a los conceptos anteriores, desarrollados para dar solución a situaciones específicas de explotación. La empresa Subsea7 ha desarrollado los siguientes conceptos.

Bouyancy Supported Riser (BSR). Este sistema se comenzó a desarrollar para el campo brasileño de Guara-Lula. El concepto BSR consiste en un gran flotador sumergido, tipo boya, que se ancla al fondo marino por medio de ocho líneas de fondeo. La boya soporta múltiples SCRs que están conecta a un FPSO por puentes flexibles. El BSR absorbe los esfuerzos dinámicos del FPSO, que resulta en la supresión de la casi totalidad de esfuerzos dinámicos en los SCRs, haciendo que se comporten como un gran vano de tubería de mayor respuesta a la fatiga que viene de las vibraciones inducidas por los vórtices locales generados por las corrientes.

Desarrollados para ambientes duros y severos, el diseño **COBRA** (Catenary Offset Buoyant Riser Assembly) consiste en una sección vertical de riser en catenaria, SCR, conectado en su extremo superior a un módulo de flotabilidad esbelto, amarrado al fondo marino. Similar al BSR, el extremo superior de la catenaria se conecta a la plataforma con un riser flexible. Este sistema es compatible con plataformas que presentan grandes movimientos, como FPSOs o Semi-sumergibles. Este diseño tiene bajas o falta total de acciones a fatiga, lo que permite diseñarlos a base de tubería metálica soldada.

Por último, los risers de perforación (**drilling risers**) serán detallados en el siguiente apartado.

En el esquema siguiente se representa las aplicaciones de risers flexibles y rígidos con las diferentes plataformas disponibles, así como sus ventajas para aplicaciones de producción¹¹.



¹¹ Wellstream. http://www.subseauk.com/documents/Wellstream_Chris_Braithwaite.pdf

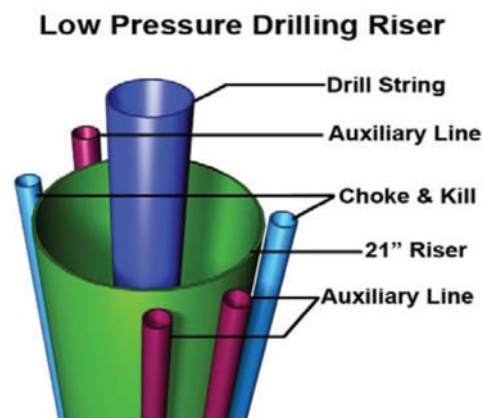
1.1. RISERS DE PERFORACIÓN.

Un riser de perforación es un conducto que provee una extensión temporal del pozo submarino hasta la unidad de perforación a flote. Los risers de perforación se categorizan en dos tipos principales. Los risers de perforación marina (**Marine Drilling Risers**) usados con el equipo de prevención de escapes, **BOP** (BlowOut Preventer) y que son parte del equipo de las unidades de perforación marina, MODU como las SSDRs y los DrillShips. Los risers de perforación fijos (**Tie-back Drilling Risers**) usados con un BOP de superficie, que conectan este con la cabeza del pozo, tienen continuidad con el encamisado del pozo perforado. Instalados generalmente en plataformas fijas o plataformas muy estables como SPARs o TLPs. Atendiendo a su presión de operación, los risers de perforación pueden subdividirse en risers de perforación de alta presión y risers de perforación de baja presión.

1.1.1. MARINE DRILLING RISERS

Un riser de perforación marina (Marine Drilling Risers) tienen gran diámetro, con un conducto principal de baja presión y tubos externos auxiliares que incluyen las líneas de alta presión Choke y Kill para la circulación de fluidos de perforación a fondo marino a través del BOP, al igual que las líneas de control y potencia para el servicio del BOP. El diseño y operación de los risers de perforación marinos es compleja y requiere de alta fiabilidad y un extenso análisis de ingeniería.

Cuando se usan en profundidades mayores de 20 metros, el riser marino se ha de tensionar para mantener su estabilidad. Un tensionador de risers marinos, se localizan en la plataforma de perforación, proporcionan un rango de tensión constante para mantener la estabilidad del riser sometidos a las acciones propias del ambiente offshore. El nivel de tensión requerido está en relación con el peso de todo el equipo del riser, su flotabilidad, las fuerzas de olas y corrientes, el peso de los fluidos internos y un margen de seguridad para considerar el fallo local del equipo.



¹² Detalle de riser marino de baja presión

Para reducir la tensión requerida para mantener la estabilidad de los risers, se instalan módulos de flotabilidad, conocidos en la industria como “Buoyancy Cakes”, añadidos a cada tramo de riser para proveer una flotabilidad neutra mientras permanece sumergido.

El estándar internacional ISO 13624-1 de 2009 cubre el diseño, selección, operación y mantenimiento de los sistemas de risers marinos para operaciones de perforación a flote. Su propósito es servir de referencia a los diseñadores de componentes así como a los operadores y mantenedores de estos equipos.

1.1.2. TIE-BACK DRILLING RISER

Un riser de perforación fijo (Tie-back Drilling Riser) puede ser un tubo simple de gran diámetro y alta presión o un conjunto de tuberías concéntricas, que extienden el encamisado del pozo en el fondo marino, hasta el BOP situado sobre una plataforma fija.

1.1.3. RISERS DE PERFORACIÓN DE BAJA PRESIÓN

Los risers de perforación actuales son de baja presión, abiertos a la atmósfera en el extremo superior sobre la plataforma. Así, la presión no puede nunca exceder la presión que corresponde con el peso propio de los lodos de perforación. Los Risers de perforación se construyen en base a la unión de tramos, conocidos en la industria como “riser joints”, típicamente de entre 15 a 23 m de longitud unitaria. Una sección típica de risers de baja presión comprende un tubo central de 21” (533.4 mm) de diámetro nominal, equipado con un número de tuberías periféricas para servicios, ver foto en esta página. Las líneas Choke & Kill se usan para comunicar con el

¹² Risers posters, Offshore.com. <http://www.offshore-mag.com/content/dam/etc/medialib/platform-7/offshore/maps-and-posters/OFF1011DWRiserPoster.pdf>

pozo y circular fluido de control al BOP en el caso de un escape de gas a través del fluido de perforación y requiera el cierre del BOP como prevención. Entre las líneas auxiliares, una línea booster para inyectar fluido en el extremo inferior del riser y acelerar el flujo de lodos de perforación y evacuar mejor los sólidos de perforación, línea de inyección de glicol, líneas hidráulicas para energizar el BOP en el fondo u otros servicios específicos. Los tramos o “risers joints” se equipan con los anteriormente definidos “Buoyancy Cakes”, a base de espumas sintéticas, para reducir su peso en el agua, generalmente en el tramo cercano a la superficie de toda la longitud del risers, o incluso en diferentes tramos alternos a lo largo de toda la longitud (en tramos profundos, la densidad de esta espuma ha de ser suficiente para soportar las presiones hidrostáticas). Un pequeño tramo cercano a la superficie se libera de estas coquillas flotantes, para reducir fuerzas hidrodinámicas en la zona donde las acciones de olas es mayor.

En el pasado, se empleaban cánulas de aire para proveer flotabilidad. Estas tienen la ventaja de proveer flotabilidad, con capacidad de ajuste y optimizar en función de cada necesidad, pero introduce un nuevo nivel de complejidad.

Un elemento importante de los tramos de risers es el conector, de los que existen diferentes diseños en operación. El conector ha de mantener la estanqueidad de la unión, a la vez de ser de fácil operación y fiable. La producción de la MODU dependerá de los tiempos que se requieran para la conexión de los diferentes tramos, tanto en instalación como en desmontaje. Es típico el uso de conectores de cámara, “Breechblock”. Como ejemplo el diseñado por Aker Solutions, CLIP Riser™.



¹³ Clip Risers connectors. Aker Solutions.

Las líneas periféricas se fijan a la tubería principal mediante guías, que han de ser diseñadas con sumo cuidado para prevenir su pandeo bajo los efectos de las presiones internas. Al ser un sistema de seguridad, es buena práctica diseñar las líneas para que no puedan fallar en la zona del conector, incluso si se produce pandeo.

En el extremo inferior del riser de perforación, el BOP permite el corte de la línea de perforación (que es un tubular que conecta la boca de perforación con el equipo de perforación sobre la plataforma) y el cierre o aislamiento entre el pozo y el riser, al que se conecta por su extremo superior por medio del LMRP (Lower Marine Riser Package), paquete inferior del riser marino. Tras ser aislado, se permite la desconexión entre el riser y el BOP. Entre el BOP y el LMRP se instala una junta flexible que permite la rotación de los risers y limitar la concentración de momentos. El peso del BOP y LMRP depende de su diseño y presión, pero pueden exceder de las 300 t para el BOP y entre 50 y 100 t para el LMRP. Durante la instalación del BOP, para su conexión a la cabeza del pozo, se suspende desde la plataforma conectado junto con el LMRP de los tramos de risers, a la vez que se conectan estos entre sí en la cubierta de perforación, para el total de longitud hasta el fondo. Por tanto los risers se han de diseñar considerando la suspensión de todo su peso propio mas BOP y LMRP.

1.1.4. RISERS DE PERFORACIÓN DE ALTA PRESIÓN

Cuando el BOP es localizado en la superficie, se requiere la instalación de un riser de alta presión. Este riser tiene una arquitectura más simple que los de baja presión, puesto que este no requiere Kill & Choke lines. En el caso que aparezca gas el BOP instalado sobre la plataforma se cierra con líneas de control local, accesibles desde la cubierta de perforación. Así, el riser ha de ser diseñado para absorber toda la presión del pozo. De cualquier modo, hay riesgos potencialmente más altos cuando se perfora con un BOP de superficie. Por ello se diseñan sistemas de desconexión del pozo al nivel del fondo en caso de emergencia.

¹³ Clip Riser Aker Solutions. <http://www.akersolutions.com/en/Global-menu/Media/vid-people/Our-products-and-services/Clip-riser/>

Los risers de alta presión con BOP en superficie se vienen usando desde los años ochenta para la perforación desde plataformas TLP y algunas SPARs. En el caso la TLP Heidrun (350 m de profundidad) los risers se construyeron en titanio por su mayor límite elástico y su resistencia a la corrosión en agua de mar que le permite mantener sus características mecánicas durante la vida útil de la instalación.

En la actualidad los risers de alta presión con BOPs en superficie se han venido utilizando para perforar un gran número de pozos desde semi-sumergibles con condiciones de mar moderadas. El concepto continúa en desarrollo para mayores profundidades y ambientes mas duros.

¹⁴ Detalle de unión de riser de alta presión.



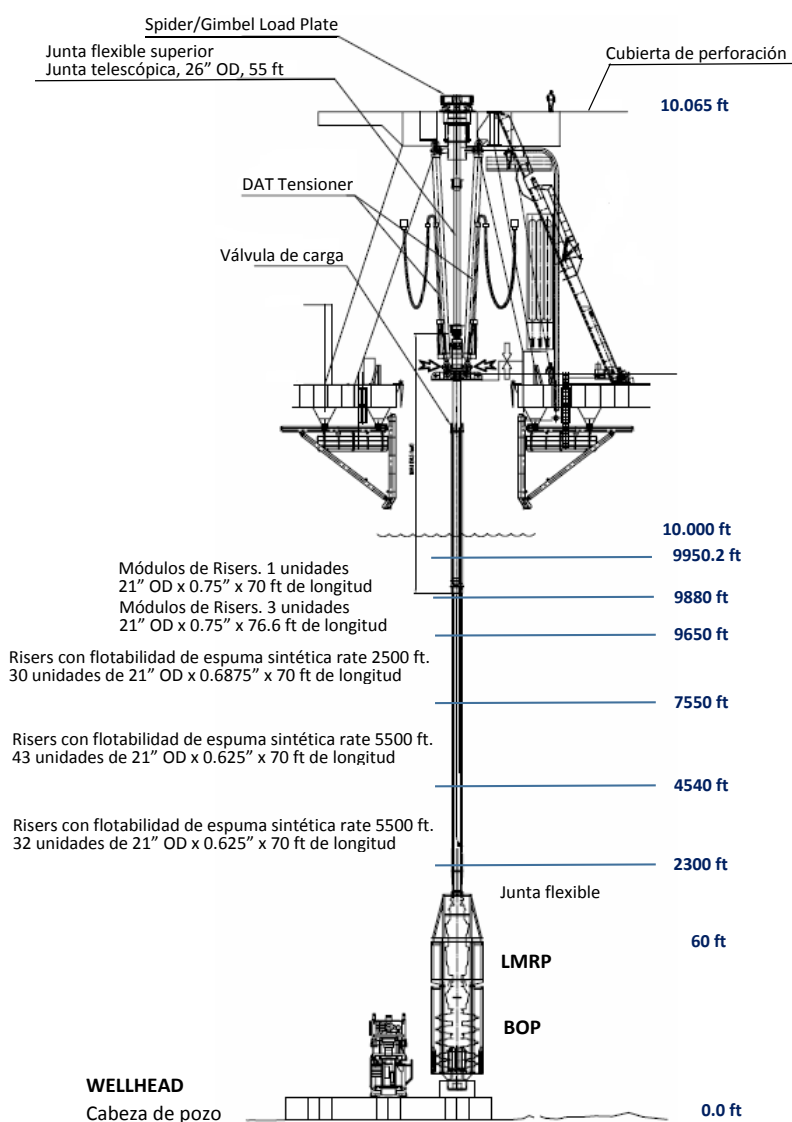
1.2. ELEMENTOS EN LOS RISERS DE PERFORACIÓN

Un riser de perforación se compone de diferentes elementos con dimensiones y pesos que les hacen manipulables y estibables a bordo de las plataformas de perforación. Se conectan entre sí para formar el raiser de conexión entre la cabeza del pozo y la plataforma. A continuación se presenta el montaje de un riser de perforación desde la plataforma de perforación hasta la cabeza de pozo submarino¹⁵.

El diseño es para una profundidad marina de 10,000 pies (3.048 m). Diferentes tipos de módulos se extienden a lo largo de la línea de risers, con y sin flotabilidad. Se han diseñado tres secciones de risers con flotabilidad que disponen de especificaciones diferentes en cuanto al material de flotación y Schedule de la tubería. Los últimos tramos, están libres de flotadores.

Se representan los sistemas de tensionado del riser montados sobre la plataforma de perforación.

A continuación se detalla por separado cada uno de los elementos que constituyen el riser de la nueva tecnología de Aker, Clip Riser™, conectores rápidos que vienen a sustituir a las conexiones clásicas bridadas y atornilladas. La longitud estándar de suministro de cada tramo es de 75 pies (22.86 m), aunque se puede suministrar entre 50 y 90 pies (15.24 y 27.43 m). El diámetro estándar

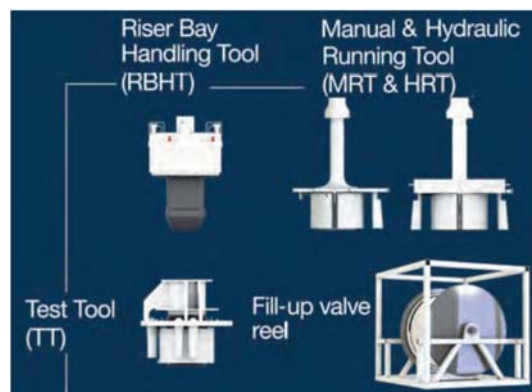


¹⁴ Riser Subsea innovations. Drilling Contractor. <http://www.drillingcontractor.org/riser-subsea-innovations-push-technical-capabilities-to-new-heights-but-the-work-is-never-finished-1912>

¹⁵ Clip Riser™. Aker Solutions. http://edogs.net/pdf/deep-water-marine-bdrillingb-clip-riser-presstogo_a24913957b93b8fbef73f4dd6a55879b

del tubo principal es de 21 pulgadas. Conforme a la información del suministrador y operadores, el diseño de su conector permite instalar entre 6 y 8 tramos o "Joints" por hora, lo que provee de mayor productividad y disponibilidad en grandes profundidades.

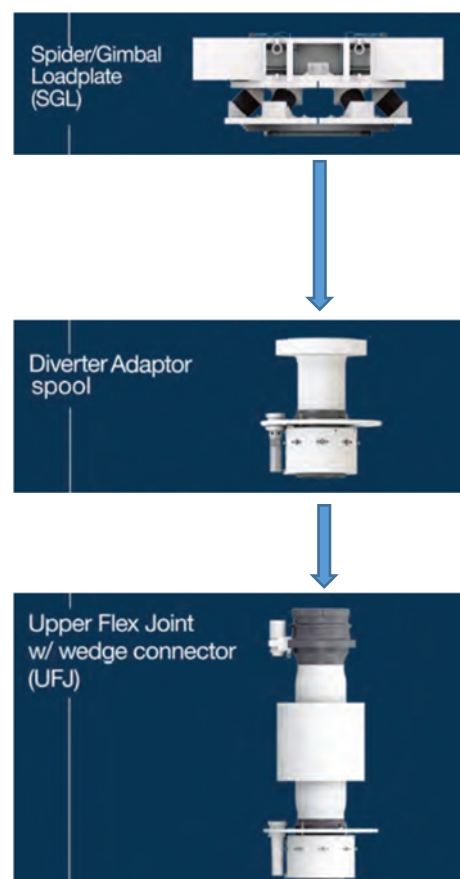
1. **Herramientas y accesorios sobre cubierta.** Sobre la cubierta de perforación se disponen una serie de accesorios para la manipulación correcta de los risers.
 - a. **Riser Bay Handling Tool (RBHT)**, herramienta de manipulación de risers. Se utiliza para el enganche de los módulos de risers, almacenados en vertical en la bahía de risers localizada sobre cubierta de la MODU y transferirlos al alimentador del derrick. Esta herramienta se instala en el gancho de la grúa de cubierta. Está diseñada para soportar el peso de un solo módulo.
 - b. **Running tools (MRT & HRT)**, herramientas de instalación de módulos en el riser desde el alimentador del derrick, en posición vertical u horizontal. Puede izar todo el riser, completo desde el fondo marino, con BOP incluido. Esta herramienta se conecta al extremo hembra del módulo. La conexión puede ser manual o actuada hidráulicamente.
 - c. **Fill-up valve reel**, carrete que contiene el umbilical que acciona la válvula de lastrado del riser a necesidad de los operadores. Se sitúa sobre cubierta de perforación.
 - d. **Test Tool (TT)**, herramienta para prueba hidráulica. Tras la instalación completa del riser, las líneas periféricas y el tubo central del riser se han de probar hidráulicamente sobre la presión de operación, para detección de fugas, y asegurar la estanqueidad. Esta herramienta se instala en el último módulo sobre cubierta, y se conecta al equipo de prueba.



2. **Spider/Gimbal Loadplate (SGL)**, placa de carga con araña y cardan. La araña consiste en 4 arietes accionados hidráulicamente que soportan todo el peso del riser durante su instalación. El cardan está constituido por seis tacos elásticos que absorben las cargas y resistir movimientos en los seis grados de libertad. La placa de carga, sirve de soporte de instalación a la araña y el cardan y transfiere las cargas de estos a la mesa rotatoria en la cubierta de perforación.



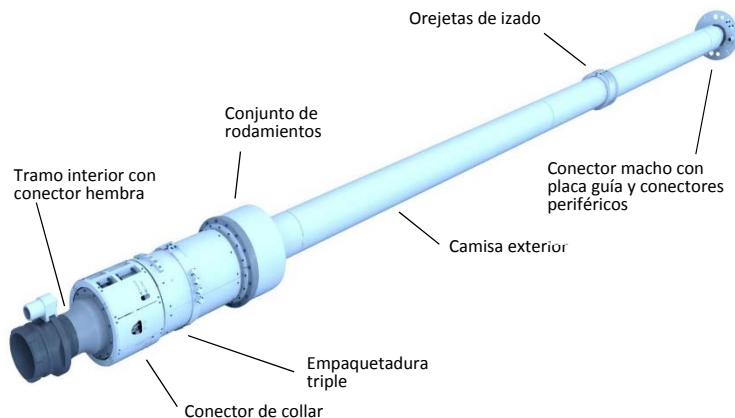
3. **Diverter Adaptor Spool**, es una pieza que adapta las conexiones Clip con conexión bridada, sobre la que se instala el diverter, en la cabeza del riser. El diverter es un elemento de seguridad que en caso que se produjera una fuga de gas durante la perforación que subiera hasta la plataforma a través del lodo de perforación, sella el espacio anular que queda entre riser y tubería de perforación, y desvía el flujo de gas a un venteo en lugar seguro con el fin de evitar riesgos, además de retornar los lodos de perforación y material arrancado a la planta de proceso.
4. **Upper Flex Joint**, junta flexible que se usa en el extremo superior del riser y está diseñada para permitir el movimiento de la plataforma, permitiendo desalineaciones angulares en el eje vertical entre estos, con la consiguiente reducción de momentos. Tiene capacidad de absorber igualmente rotaciones en el plano de $\pm 7.5^\circ$.



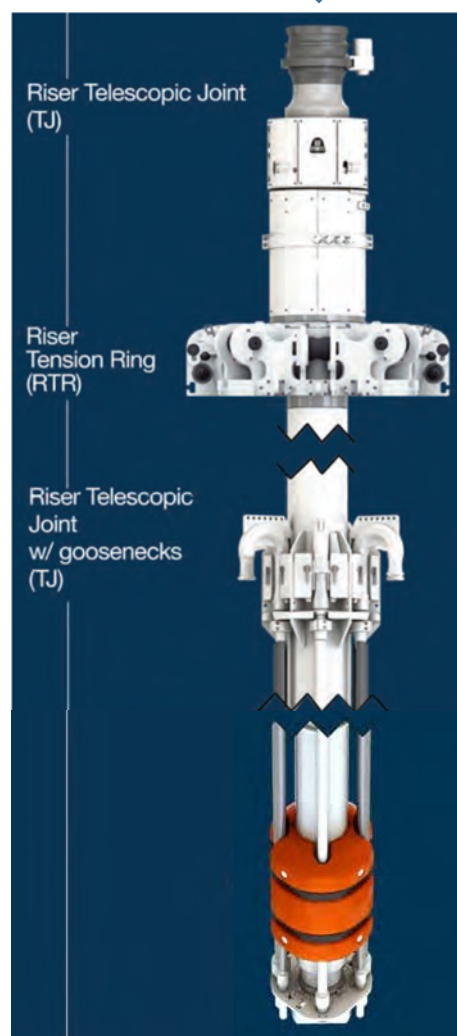
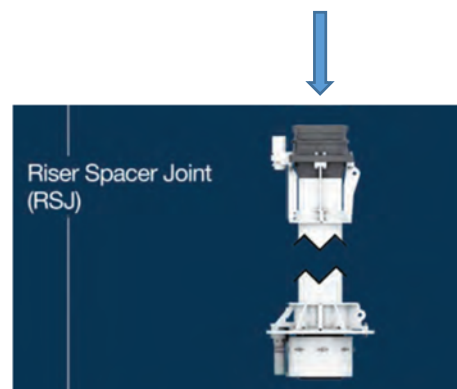
5. **Riser Spacer Joint (RSJ)**, tramo espaciador, se diseña para ajustar el espacio entre la junta flexible y la tramo telescópico. La longitud de este tramo depende pues del diseño de la plataforma y el sistema de tensionado del riser. Se diseña para cubrir la longitud cuando el tramo telescópico está en la mitad de su recorrido. Esta sección no dispone de líneas auxiliares.



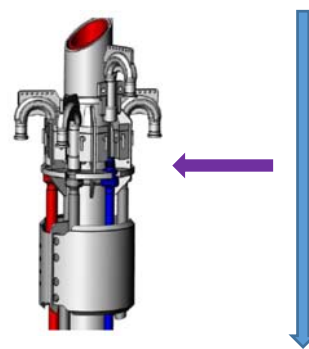
6. **Tramo Telescópico (TJ)**, El tramo telescópico se instala para absorber los desplazamientos verticales de la plataforma de perforación por las acciones del mar. Dispone de un sistema de rodamientos que permiten la rotación de la embarcación respecto al riser fijo en el fondo. Está configurada por dos elementos que desliza uno en el interior del otro. El vástago interior se conecta a la plataforma y la camisa exterior al riser de perforación. Durante la instalación se bloquea para evitar su deslizamiento, por medio de un pestillo operado a distancia. Sobre el tramo conectado al riser se dispone la bandeja de cuellos de cisne. La conexión de las mangueras puede ser manual o accionada hidráulicamente. El tramo telescópico se diseña para una carga axial de colapso de 3.500.000 libras (1.588 tons).



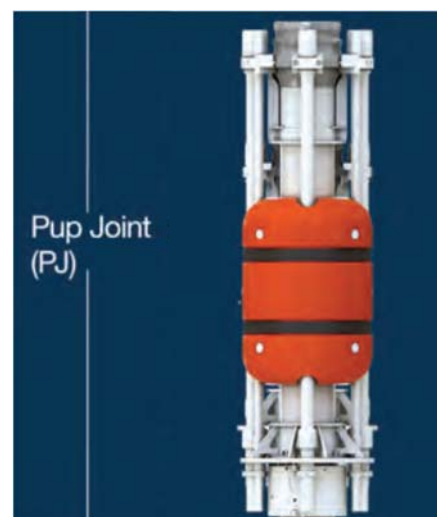
7. **Riser Tensión Ring (RTR)**, anillo de tensión del riser que se fija al tramo telescópico en su camisa exterior y proporciona la continuidad estructural entre el equipo de tensión instalado en la plataforma y el riser marino. El anillo se puede suministrar como un elemento cerrado o abierto y accionado hidráulicamente para mayor flexibilidad de montaje.



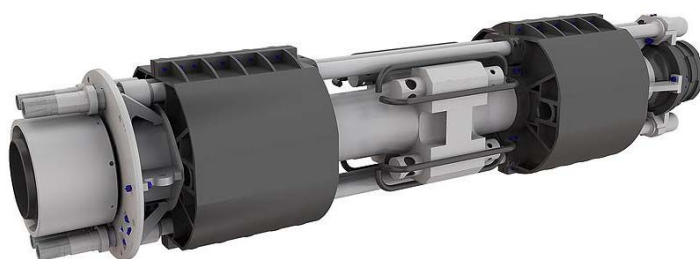
8. **Gossenecks**, cuellos de cisne permiten la conexión de las líneas perimetrales de los risers conectarse a las líneas de de utilidades de la plataforma. Son los terminales de las líneas periféricas. Están soldadas en la camisa exterior del tramo telescópico. Se construyen de acero dos semi-codos de acero forjado soldados entre sí.



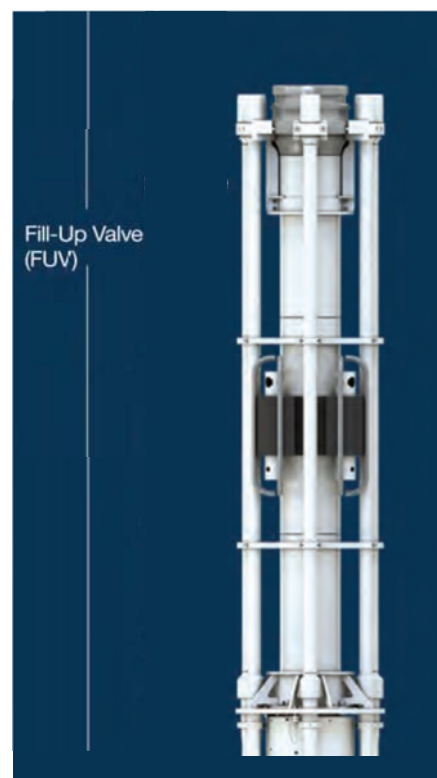
9. **Pup Joint (PJ)**, tramo de dimensiones menores al estándar, para ajuste de la longitud requerida. Se suministran varios tramos con dimensiones diferentes intercaladas 5 pies para adaptarse a las profundidades requeridas. Tienen la misma construcción y que el tramo de raiser con el Schedule correspondiente a la profundidad a la que se instala. Pueden montar protecciones para proteger de las acciones de la mar, representada en naranja en la fotografía adjunta.



10. **Fill-Up Valve (FUV)**, válvula de llenado, permite la inundación de los risers con agua de mar para prevenir su colapso debido a la diferencia de presión en caso que el fango de perforación escape de su interior durante la operación. La presión nominal de trabajo de la válvula es de 1500 psi (103 bar).

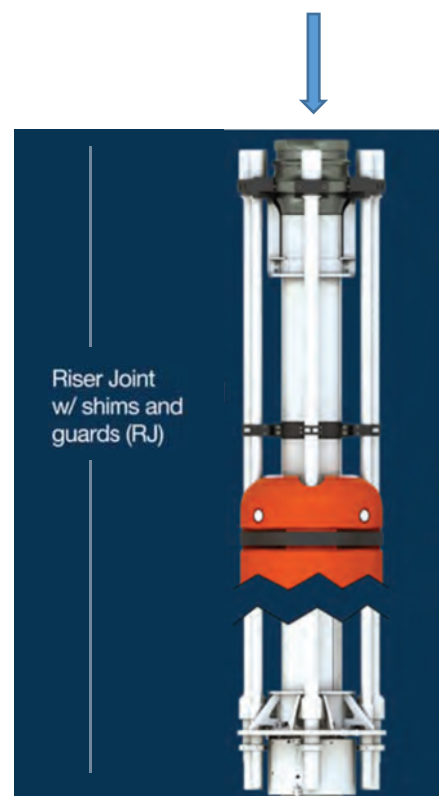


Válvula de llenado con protecciones



11. **Riser Joint**, tramo de riser estándar. Tramo de longitud 70 pies. Dependiendo de la posición del tramo en vertical, se pueden disponer protecciones o refuerzos.

Instalación de riser joint en una MODU sobre la placa de carga.



12. **Riser Joint with buoyancy (RJ)**, tramos de riser con flotabilidad añadida mediante coquillas de espuma sintética. la densidad de la espuma sintética se ha de diseñar en función de la profundidad a la que se instala, para resistir la presión hidrostática circundante. Para una identificación rápida durante el montaje, las coquillas se marcan con el rating de profundidad máxima en la que se pueden instalar, como se indica a continuación.



2500 ft (762 m)



5000 ft (1524 m)



7500 ft (2286 m)



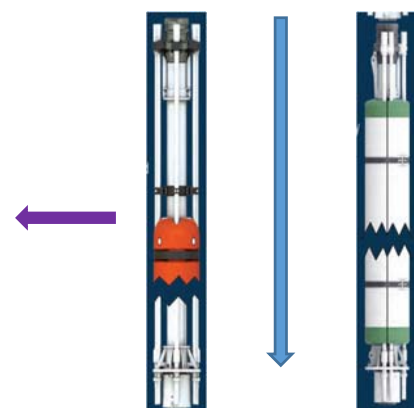
10000 ft (3048 m)



12500 ft (3810 m)



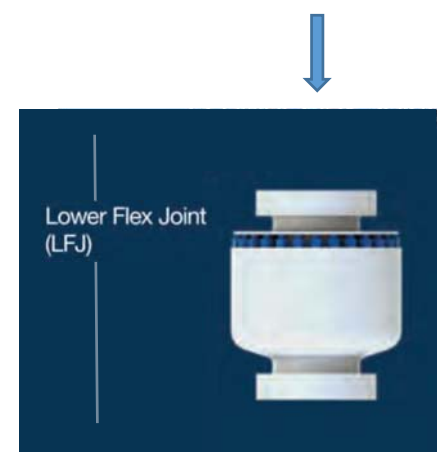
Instalación Intercalada de módulos con y sin flotabilidad, hasta alcanzar la cabeza del pozo.



13. **Termination Adaptor with flange (TA)**, terminación de risers con adaptador bridado para conexión a junta flexible inferior o LMRP. Se monta sobre este adaptador una válvula hidráulicamente actuada de compuerta para el aislamiento del tubo central del riser. Dispone de los terminales de las líneas periféricas, bridados, que se conectan mediante mangueras al LMRP o BOP. Esta terminación suele estar incluida en el LMRP.



14. **Lower Flex Joint (LFJ)**, junta flexible inferior que permite desalineaciones angulares entre el riser y el LMRP o el conjunto del BOP, reduciendo así el momento en el riser. Admite desviaciones de ± 5 grados. Esta junta suele estar incluida en el LMRP.



El riser termina en estos dos últimos componentes, donde a continuación se conectan con el BOP stack, conjunto que se suministra por separado.

2. BLOWOUT PREVENTER, BOP

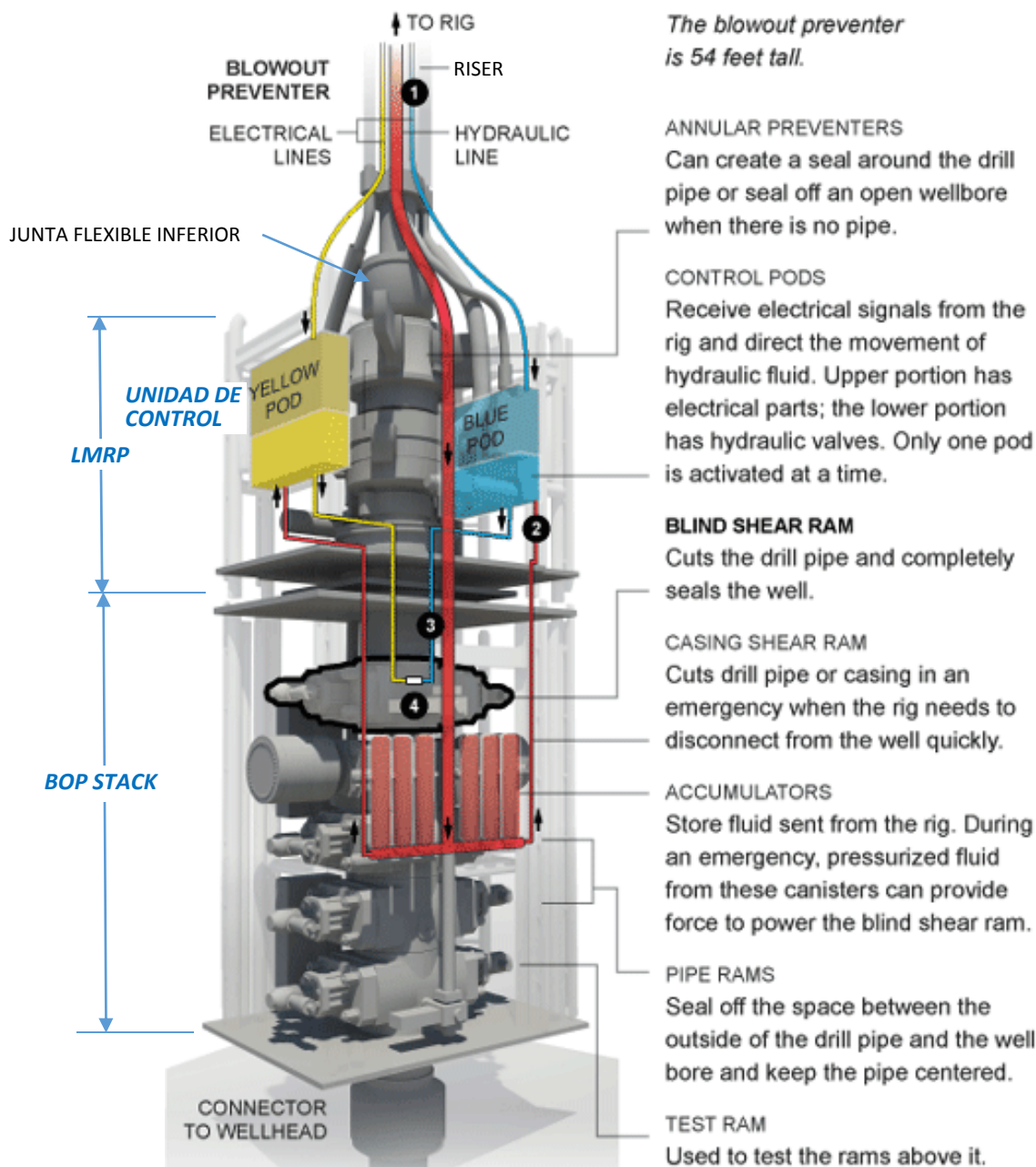
El BlowOut Preventer, **BOP**, es un dispositivo mecánico para el sellado, monitorización y control de un pozo de hidrocarburos, durante las actividades de perforación. Un pozo estará fuera de control (EDD 886) cuando aparezca un flujo no intencionado (no previsto por parte del operador) desde el pozo hacia la superficie o sobre el fondo marino, de fluido de perforación, crudo, gas o agua, que no pueda ser controlado u obturado rápidamente de forma automática o manual por el operador.

BlowOut Preventer, se traduce como bloqueador u obturador de reventones, aunque es técnicamente más correcto definirlo como bloque obturador de pozo contra fugas. Siguiendo la tendencia en la industria, nos referiremos a él como BOP. BlowOut es una fuga incontrolable de crudo o gas desde un pozo tras el fallo de los controles de presión. El principal control de presión durante la perforación de un pozo es la columna estática de fluido de perforación o lodos de perforación.

El BOP se conecta sobre la cabeza de pozo mediante conectores de corona (collet), instalada sobre la camisa de segunda fase de perforación del pozo y ha de estar operativo para proseguir las subsecuentes fases en condiciones de seguridad. Una vez instalado y probado se puede continuar con las labores de perforación pasando a través de él las herramientas, tubos de perforación y encamisados necesarios para la terminación. Alcanzada la cota de perforación requerida y probada la afluencia de hidrocarburo, se procede a la obturación temporal del pozo, remoción del BOP,



instalación del Christmas Tree sobre la cabeza de pozo, y nuevamente la instalación del BOP, terminación de perforación y puesta en producción del pozo, dejando el control del pozo sobre el Christmas Tree y recuperando definitivamente el BOP con el riser marino.



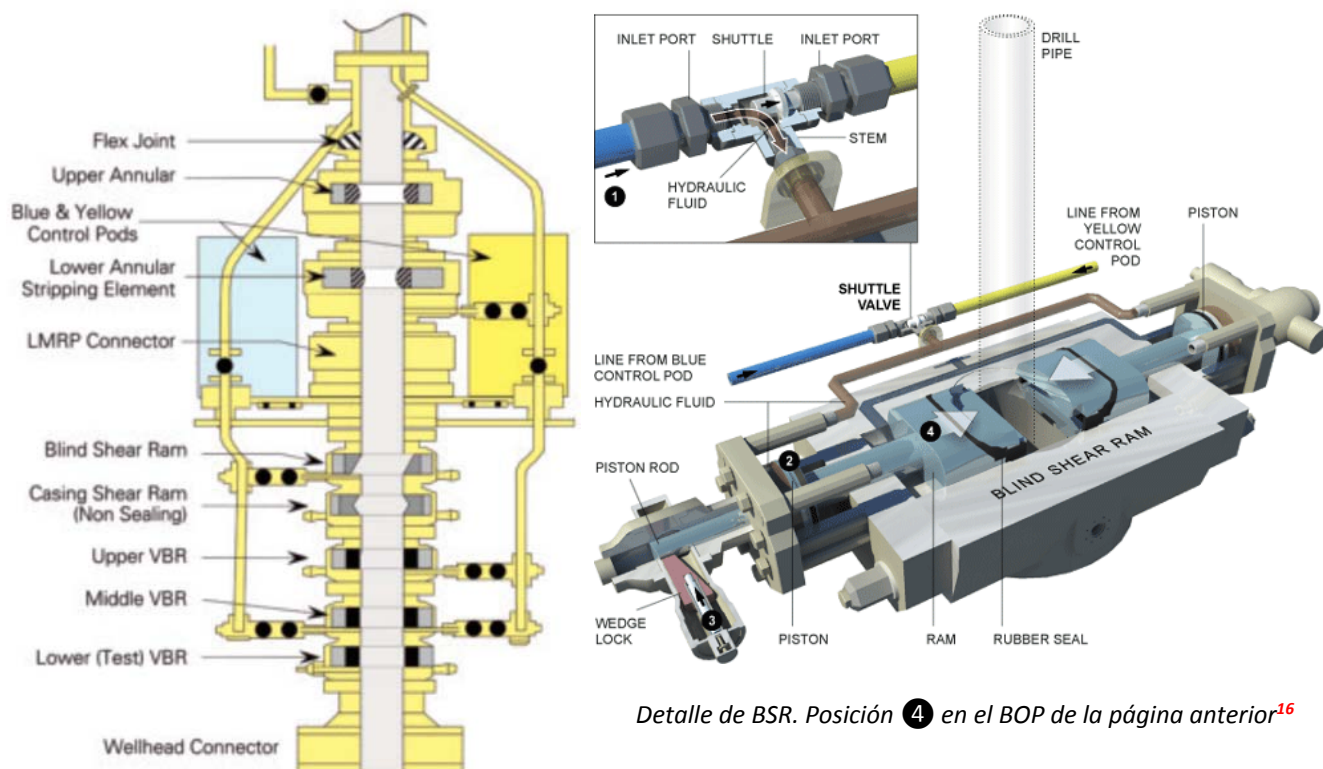
Disposición típica de BOP¹⁶

Un BOP se divide en tres unidades principales, LMRP, Unidad de Control y BOP Stack. El sistema BOP comprende BOPs individuales (de tipo ariete o “ram” y de tipo anular o “anular”), que son en sí válvulas de corte y aislamiento individuales conectadas en serie, y las válvulas y tubería (de obturación o “choke” y de corte o “kill”), que se usan para mantener el control de presión en el pozo perforado. Los anteriores componentes son operados hidráulicamente. Un BOP clásico para aguas profundas dispone de cinco a seis preventer tipo “ram” y uno a dos tipo “anular”:

- VBRs (Variable Bore Rams) están diseñados para cerrar y sellar alrededor de la tubería de perforación.
- BSRs (Blind Shear rams) están diseñados para cerrar y sellar el pozo, cizallando el tubo de perforación si este está presente durante la emergencia.

¹⁶ Radoil. <http://www.radoil.com/radoil-news.php>

- CSRs (Casing Shear Rams) están diseñados para cizallar la camisa del pozo perforado o el tubo de perforación, sin sellar el pozo, cuando se necesita desconectar por emergencia la MODU.
- Los preventers anulares están posicionados sobre los de tipo "Ram", ya que el rating de presión con el que están diseñados es inferior al tipo "Ram". Estos están diseñados para cerrar alrededor de un margen de diámetros exteriores de las tuberías de perforación o de las camisas de protección de pozo.



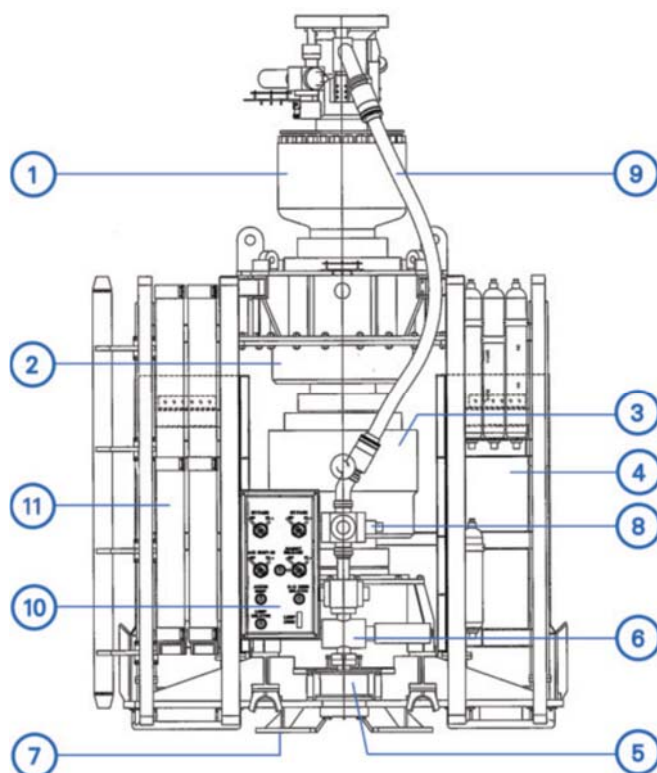
Detalle de BSR. Posición 4 en el BOP de la página anterior¹⁶

Diagrama de BOP de la Deepwater Horizon¹⁶

LMRP (Low Marine Riser Package)

El LMRP está instalado en el extremo superior del BOP y sirve de conexión con el riser marino de perforación. En caso de emergencia, el LMRP se puede desconectar del pozo, quedando el pozo controlado por el BOP stack y los fluidos de perforación en el interior del riser sin vertido al mar, gracias al sellado de los anulares. El LMRP se compone de los siguientes elementos.

- 1 Junta Flexible con Adaptador de Riser.
- 2 Upper Annular Preventer. Obturador anular superior. Diámetro 18 3/4", 10.000 psi. Este obturador se usa para sellar la sección anular mientras la tubería de perforación o encamisado del pozo se ha pasado por el LMR y BOP stack. El rating del cierre es de 10.000 psi cuando se obtura la superficie anular o 5.000 psi cuando se obtura la sección completa.
- 3 Lower Annular Preventer. Obturador anular inferior. Diámetro 18 3/4", 10.000 psi.

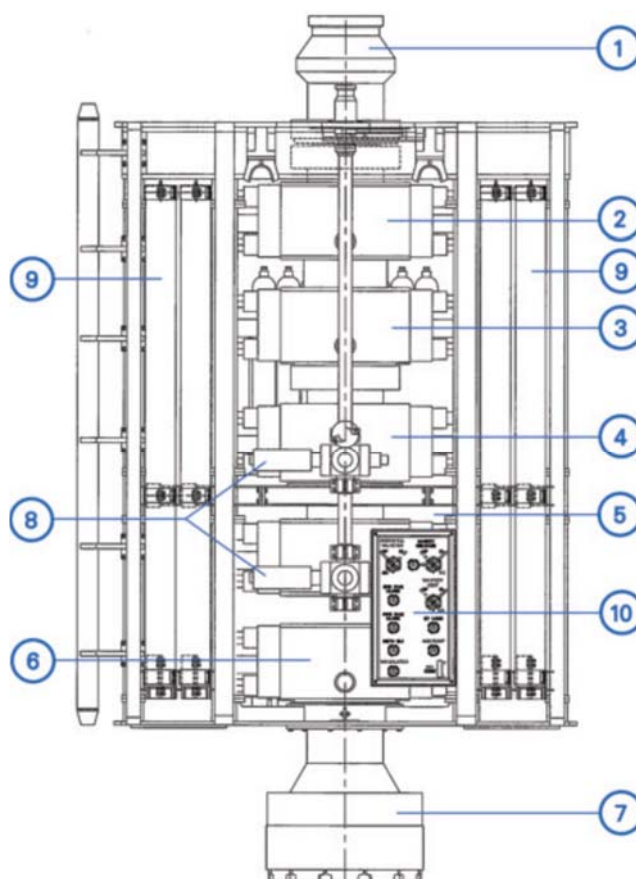


- ④ Control Pods. Consolas de control. Consolas de control electro-hidráulico multiplex (MUX), que proporcionan funciones de control y comunicación entre los componentes del LMRP y el BOP stack, y el sistema de control de superficie en la MODU. Se disponen dos controles en paralelo, uno como reserva, designados como azul y amarillo, con uno más en reserva en superficie codificado como blanco.
- ⑤ Conectores Choke & Kill. Diámetro 3 1/16", 15.000 psi. Conectores operados hidráulicamente. Proporcionan conexión entre LMRP y BOP stack.
- ⑥ Válvulas de aislamiento Choke & Kill. Diámetro 3 1/16", 15.000 psi. Válvulas de compuerta con fallo por seguridad en posición abierta, operadas hidráulicamente, que se utilizan para aislar las líneas cuando se desconecta el LMRP del BOP stack.
- ⑦ Conector LMRP, Diámetro 18 3/4", 10.000 psi, operado hidráulicamente para operación remota de la conexión o desconexión entre LMRP y BOP stack. Este tipo de conector permite la desconexión del BOP stack con un ángulo de desalineación vertical por encima de 10°.
- ⑧ Válvulas de venteo de gases. Diámetro 3 1/16", 15.000 psi. Válvulas de compuerta con fallo por seguridad en posición cerradas. El propósito de estas válvulas es permitir la circulación del gas residual desde el LMRP y el BOP stack después de una operación de control de pozo.
- ⑨ Líneas flexibles Choke & Kill. Diámetro 3 1/16", 15.000 psi. Proporcionan una conexión flexible en la posición de la junta flexible ① del riser marino.
- ⑩ Panel de Conexión de Control para ROV. Este panel permite la selección de funciones de control en el LMRP con el uso de un ROV.
- ⑪ Acumuladores hidráulicos, reserva de volumen y presión de fluido hidráulico alimentado desde las bombas de superficie en la MODU a través de las líneas de los risers, para la operación de los actuadores de LMRP. Reserva en caso de desconexión desde la superficie.

BOP STACK

El BOP stack comprende componentes de alta presión, 15.000 psi, y está compuesto por los siguientes elementos, montados sobre una estructura de acero en forma de jaula.

- ① Mandril LMRP, con diámetro 18 3/4" y 10.000 psi, mandril para conector localizado en el LMRP (⑦). Proporciona un diámetro interno con paso total, y conexión de alta presión entre BOP stack y LMRP.
- ② Blind Shear Ram (BSR). Obturador de ariete. Diámetro 18 3/4", 15.000 psi. Para el cizallado de la tubería de perforación (si está presente) y sellado del pozo.
- ③ Casing Shear Ram (CSR). Obturador de ariete. Para el cizallado de la tubería de perforación, tubería de encamisado e incluso conectores de tramos (couplings), pero sin la capacidad de sellar el pozo.
- ④ Upper Pipe Ram, ariete de tubería superior. Diámetro 18 3/4", 15.000 psi. Se instala en esta posición para el cierre y sellado de la zona anular en tubería de



diámetro exterior entre 3 ½" y 6 ⅝", que corresponde con los diámetros de tubería de producción o prueba hasta tubería de perforación.

- ⑤ Middle Pipe Ram, ariete de tubería intermedio. Diámetro 18 ¾", 15.000 psi. Se instala en esta posición para el cierre y sellado de la zona anular en tubería de diámetro exterior entre 3 ½" y 6 ⅝", que corresponde con los diámetros de tubería de producción o prueba hasta tubería de perforación. Se instala como reserva y soporte al anterior.
- ⑥ Lower Pipe Ram, ariete de tubería intermedio. Se instala en esta posición para el cierre y sellado de la zona anular en tubería de diámetro exterior entre 3 ½" y 6 ⅝", por el extremo superior. Se conoce como "Test Ram". Una vez instalado, se utiliza este obturador para probar hidráulicamente contra el todo el sistema, y verificar la integridad y estanqueidad.
- ⑦ Conector con la cabeza de pozo. Diámetro 18 ¾", 15.000 psi. Actuado hidráulicamente.
- ⑧ Válvulas de las líneas Choke & Kill. Diámetro 3 1/16", 15.000 psi. Válvulas de compuerta con fallo por seguridad en posición cerradas. Se utilizan para el aislamiento de las conexiones de las líneas Choke & Kill a los arietes del BOP.
- ⑨ Acumuladores Hidráulicos. Presión máxima de trabajo 5.000 psi, dedicados a la tres operaciones de emergencia de GSRs y de CSRs, auto-cizallado, modo de funcionamiento automático (AMF) y sistema de desconexión de emergencia (EDS). Se utilizan igualmente para el uso y operación normal de los Rams.
- ⑩ Panel de control para conexión de ROVs.

SISTEMA DE CONTROL ELECTRO-HIDRÁULICO

El sistema BOP son actuadas hidráulicamente. La potencia hidráulica se suministra desde una unidad de potencia (HPU) localizada en la MODU, que suministra caudal y presión a unos acumuladores situados en la plataforma y desde estos y a través de las líneas rígidas instaladas en los risers, alimenta los paneles de control azul o amarillo dependiendo, el panel seleccionado para operación desde la MODU.

El sistema de control consiste principalmente en dos estaciones de control localizadas en la MODU, el panel de control en la cabina del operador de perforadora y el panel de control del supervisor localizado en el puente de mando. Cada panel equipado con PLC en dos redes de control y de alimentación eléctrica, totalmente independientes y redundantes. En cada uno de los paneles de control localizados en el LMRP (Azul y Amarillo) se localiza un módulo de control electrónico submarino (SEM) comunicados con la superficie mediante cables multiplexados (MUX).

Todos los sistemas de control son redundantes para evitar el fallo por disponibilidad.

REFERENCIAS.

1. RIGZONE. How Do Risers Works? http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=308&c_id=17
2. WIKIPEDIA. STEEL CATENARY RISERS. http://en.wikipedia.org/wiki/Steel_catenary_riser
3. WIKIPEDIA. Drilling Risers. http://en.wikipedia.org/wiki/Drilling_riser
4. STEEL CATENARY RISERS. Tenaris.
<http://www.tenaris.com/en/Products/OffshoreLinePipe/Risers/SteelCatenaryRisers.aspx>
5. SUBSEA. Website. <http://www.subsea7.com/en/index.html>
6. Fundamentals of Marine Riser Mechanics. Basic Principles and Simplified Analyses. G. P. Sparks. PennWell Corporation. 2007.
http://books.google.es/books?id=z0urYVzcFLUC&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false
7. Deep water marine drilling CLIP riser. ONS 2012. Aker Solutions.
8. Deep water CLIP Riser™ for marine drilling operations. Aker Solutions.
<http://www.akersolutions.com/Documents/Drilling%20Technologies/Drilling%20risers/Updated-brochure-with-fold-out-low-res.pdf>
9. BLOWOUT PREVENTER. Wikipedia. http://en.wikipedia.org/wiki/Blowout_preventer
10. Blowout Preventer Stack and Control Systems. Andrew Rees, Matthews Daniel. 16th Lillehammer Energy Claims Conference. Marzo 2011. <http://www.energyclaims.net/assets/BOP-and-control-system.pdf>
11. Appendix H. Description of the BOP Stack and Control System. Deepwater Horizon Accident Investigation Report. 2010. BP.
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/incident_response/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf
12. Varias notas al pie de página

ANEXO 1.2.

BREVE INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA Y EL DISEÑO DE RISERS DE PERFORACIÓN

- 1. FILOSOFÍA DE DISEÑO**
- 2. INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES**
- 3. INFLUENCIA DE LA SECCIÓN DEL RISER**
- 4. CONFIGURACIÓN**
- 5. RISER DESCONECTADO**
 - 5.1. Cargas laterales
 - 5.2. Cargas verticales
- 6. RISER CONECTADO**
 - 6.1. Detalle de diseño
 - 6.2. Análisis del modelo de riser tensionado
 - 6.3. Límites operacionales
 - 6.4. Control de vibraciones

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

BREVE INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA Y EL DISEÑO DE RISERS DE PERFORACIÓN.

1. FILOSOFÍA DE DISEÑO.

Para evaluar si la flexión o la tensión axial dominan el diseño estructural del riser, se emplea el siguiente número adimensional¹:

$$\lambda_{N,tens} = \frac{T_0 \cdot L^2}{\pi^2 \cdot n^2 \cdot EI}$$

Para valores de $\lambda_{N,tens}$ igual a 1, la contribución al esfuerzo de la tensión y la flexión será más o menos el mismo, mientras que para valores altos, los valores de tensión predominaran en el esfuerzo total. En la fórmula anterior, T_0 representa el promedio de tensión, L la longitud total del riser, EI es la rigidez a la flexión y n el número de medias olas. Los efectos de la tensión y la rigidez son ambos típicamente incluidos en el análisis del riser, y en aguas de gran profundidad, la tensión domina el esfuerzo.

2. INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES.

La selección de unas condiciones ambientales de diseño para un riser de perforación es usualmente difícil, pero esta puede decidir si la explotación de un pozo es o no económicamente rentable. El perfil de corrientes elegido o reinante en un determinado momento conduce, con ayuda de los resultados analíticos, a determinar cuándo las operaciones de perforación con un riser han de ser abortadas. La corriente tiene influencia sobre la deflexión del riser y los ángulos en los extremos superior e inferior que restringen las operaciones de perforación. Además las altas corrientes causan la aparición de vibraciones inducidas por la aparición de vórtices (VIV) en el riser, con el incremento de fuerzas de tensión y fatiga en el material. La determinación del perfil de corrientes en determinadas áreas es difícil de obtener, particularmente en aguas muy profundas, requiriendo por ello aplicar coeficientes de seguridad con sumo cuidado para no penalizar la vida útil del equipo. El viento y olas son importantes de considerar para la operación de los risers bajo condiciones de tormenta. Aunque no tienen importancia en la determinación de la forma de los risers, el viento y estado de la mar tiene una mayor incidencia cuando se debe recuperar el riser de perforación en la MODU, cuando el sistema de posicionamiento no sea capaz de mantener la plataforma en una distancia aceptable del pozo.

3. INFLUENCIA DE LA SECCIÓN DEL RISER.

El dimensionamiento de la tubería del riser es importante para asegurar la integridad del riser por colapso o estallido. El colapso es generalmente chequeado para asegurar que el riser puede soportar la presión exterior debido a un vaciado accidental, mientras que el estallido se revisa para asegurar que el riser puede soportar la presión interior generada por la columna del lodo de perforación cuya peso específico puede cuadruplicar el peso del agua de mar. El diámetro del encamisado del pozo determina generalmente el diámetro interior de la tubería del riser, y la resistencia al colapso y el estallido determinan el schedule (espesor de la pared).

La industria offshore del Oil & Gas ha determinado unas dimensiones estándar de encamisados para los pozos submarinos, como son 18 3/4" (476 mm), 16 3/4" (426 mm) y 13 3/8" (346 mm) de diámetro interior. La selección del diámetro del pozo determina el diámetro de camisa que se puede instalar y fijar en la cabeza del pozo. La dimensión más común en la actualidad es la de 18 3/4", por esto la mayoría de los risers tienen 21" de diámetro exterior, manteniendo un margen para acoplar los diferentes espesores de pared requeridos en función de la profundidad.

El riser debe tener suficiente resistencia al colapso para satisfacer las condiciones operativas del operador. Para aguas ultra-profundas, la condición típica requiere una resistencia suficiente para soportar el vaciado de la mitad de la columna del riser. Este requerimiento usualmente cubre el caso de desconexión de emergencia en el que

¹ MOE, 2004. Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005

el fango se pierde por el extremo inferior hasta que se equilibran las presiones. En ese momento, cerca de la superficie el riser está vacío y sometido a las presiones de colapso exterior. Otra situación como la presencia de gas en el riser o la pérdida de retorno del lodo de perforación, por infiltración en el subsuelo o avería, han de ser considerados durante el diseño. API 5C3 es el código usado en el cálculo de risers habitualmente.

4. CONFIGURACIÓN

La clave en la configuración de un riser es asegurar que el riser es suficientemente resistente para instalarse sin excesivos ángulos y deformaciones en las condiciones de corriente esperadas y asegurar que su peso más el del BOP pueden ser maniobrados con la capacidad del drawwork disponible en la MODU.

Para el análisis de un riser se requiere como input a los programa de cálculo la RAO de la MODU, tanto en arfada como en los movimientos del plano horizontal, avance y deriva, así como otras dimensiones. Un caso típico para el análisis de un modelo de riser para aguas ultra-profundas requiere, entre otras, la posición vertical sobre la línea de flotación de la junta flexible superior, cubierta de perforación sobre la flotación, CDG de la MODU sobre su línea base, calado, altura del BOP y la posición vertical del centro de la junta flexible de fondo sobre la base del BOP.

El riser atraviesa el casco de la MODU por el moonpool, donde se instalan los tensionadores. El riser se soporta en el buque por estos tensionadores y por la junta flexible superior, entre los que se intercala una unión telescópica que permite los movimientos verticales entre el anillo de tensión donde se conectan los tensionadores y la junta flexible, fija en la estructura del casco.

Para el análisis, las propiedades de los diferentes tramos o “Riser Joints” requeridas son: peso en el aire, longitud del tramo, relación peso en el aire por unidad de longitud, peso en el aire de las coquillas de flotabilidad, flotabilidad neta del tramo (incluyendo las coquillas de flotabilidad y los tubulares, peso en el agua de un tramo sin coquillas, peso el aire con coquillas, peso en el agua con coquillas,, compensación de flotabilidad (es el porcentaje disponible, reduciendo el índice de huecos inundables en la espuma flotante, diámetro hidrodinámico, coeficiente de resistencia hidrodinámico, diámetro y coeficiente de inercial.

Como referencia, el peso de un riser completo para una profundidad de 9000 ft (2743 m), incluyendo BOP y LMRP, es de 3647 t en el aire y de 502 t sumergido, lo que supone un 13.7% del peso en el aire. Para el ejemplo anterior, el peso en el aire de un tramo de 75 ft con coquillas de flotabilidad con rating 3000 ft de profundidad es de 26.2 t en el aire, y un tramo de 75 ft con rating 10000ft es de 32.4 t, ambos en el aire. En inmersión el peso pasa a 0.29 t (1.1%) y 1.4 t (4.3%) respectivamente. El peso del LMRP en el aire es de 102.3 t y de 88.9 t (87%) en inmersión. El peso del BOP en el aire resultó de 227.11 t y en inmersión 197.36 t (87%).

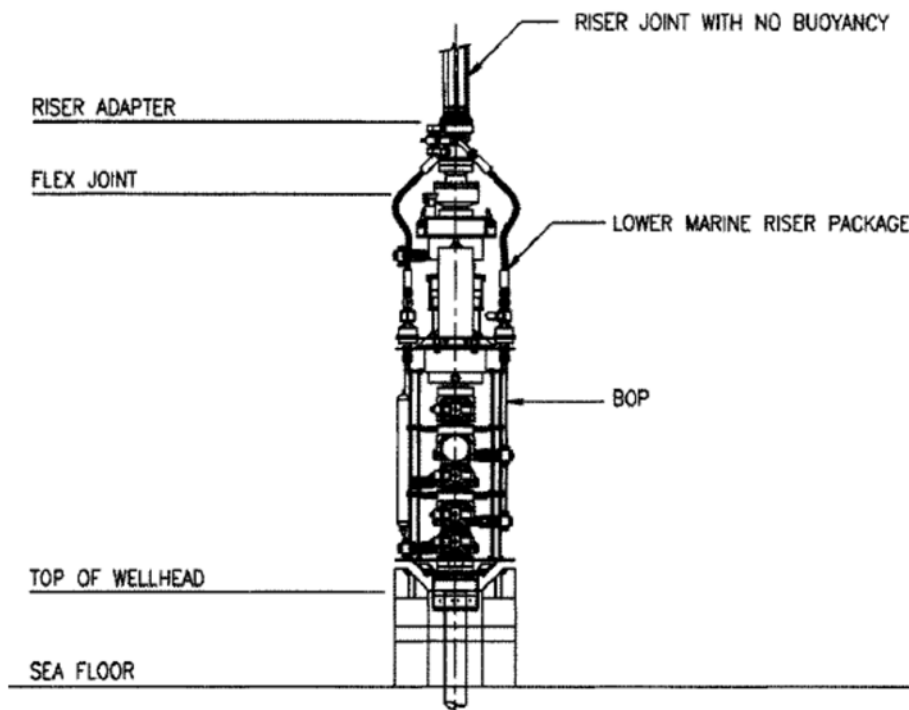
El peso total sumergido del riser, sin BOP ni LMRP (215.7 t), se usa para determinar la tensión requerida por el tensionador en el tope de los risers para soportarlos durante la operación. El peso total del riser con LMRP y BOP (502 t) es usado para determinar el peso de elevación durante el montaje, colgado por el drawwork.

Considerando las VIV debidas a las altas corrientes, los tramos de riser sin flotabilidad se sitúan habitualmente en la región de las altas corrientes, situadas habitualmente junto a la superficie.

En el fondo, el riser se conecta a la pila del BOP (BlowOut Preventer), que provee el control una vez que el pozo se ha perforado una profundidad determinada, aun sin llegar a la bolsa de hidrocarburo. La parte inferior del riser se conecta a la parte superior de la pila del BOP, donde se sitúa una junta flexible, que se incluye en el LMRP (Lower Marine Riser Package). En caso de emergencia, el LMRP puede desconectarse del BOP, siguiendo un procedimiento llamado secuencia de desconexión de emergencia, EDS (Emergency Disconnect Sequence), quedando el BOP conectado al pozo, cerrado y controlando las fugas.

El análisis del riser incluye la configuración de la pila del BOP (LMRP y paquete inferior del BOP), su peso, altura y conexión con el fondo marino. El peso del LMRP y el paquete inferior del BOP son importantes cuando se consideran la instalación y recuperación del riser, así como la retirada en emergencia del riser, EDS. Los conectores en el BOP y las cargas transmitidas a través de este son importantes en el análisis de la cabeza del

pozo y el propio BOP. La cabeza del pozo, encamisado y el fondo marino son parte que intervienen igualmente en el cálculo del riser. La flexibilidad entre estos elementos altera el comportamiento del riser. Por ejemplo, un fondo flojo, no cohesionado, permitirá rotación del BOP respecto a la línea de lodos de perforación. Esto reducirá el ángulo de la junta flexible, ángulo relativo entre el BOP y el riser, que reducirá por tanto la desviación permitida de la MODU durante la perforación.



Disposición general de BOP y LMRP con sus conexiones²

5. RISER DESCONECTADO.

Especial atención requiere el análisis del riser en la situación de desconexión que se presentan durante la instalación o desmontaje, así como durante la operación por la necesidad de desconectar en situación de emergencia por mal tiempo u otra situación anómala. Se han de tener en cuenta las siguientes acciones.

5.1 Cargas laterales.

Conforme el BOP, conectado al riser, se empieza a desplegar, la desviación respecto a la vertical provocada por la acción de olas y corrientes es importante de determinar para analizar la probabilidad de que el riser toque con el lateral del moonpool o con otros elementos estructurales de la MODU. Así, el riser puede contactar con la carcasa del diverter, causando daños en las coquillas de flotabilidad de los tramos. Las corrientes del fondo pueden presentar problemas para el aterrizaje y conexión del BOP en la cabeza de pozo, así como la conexión del LMRP. La respuesta del riser a las desviaciones laterales es gobernada principalmente por las propiedades hidrodinámicas del riser (diámetro hidrodinámico y coeficiente de arrastre), distribución de pesos en inmersión y el peso de BOP y LMRP. Las fuerzas de arrastre en el riser pueden ser consideradas proporcionales al cuadrado de la velocidad de acuerdo a la ecuación de Morison (cuerpo estático en un flujo oscilatorio), la deformada del riser depende estrechamente de las corrientes.

$$^3F = \rho \cdot C_m \cdot V \cdot \dot{u} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot A \cdot u \cdot |u|$$

² Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005

³ Ecuación de Morison. Wikipediia. http://en.wikipedia.org/wiki/Morison_equation

F es el valor de la fuerza ejercida por el flujo de corriente sobre el riser. El primer término de la ecuación es el correspondiente a la fuerza inercial, y el segundo a la fuerza de arrastre.

La fuerza de inercia es la suma del término de fuerza de Froude-Krylov, $\rho \cdot V \cdot \dot{u}$ y la fuerza de masa hidrodinámica, $\rho \cdot C_a \cdot V \cdot \dot{u}$. ρ es el peso específico del agua de mar, C_a es el coeficiente de masa añadida, V es el volumen del cuerpo sumergido y $\dot{u} = du/dt$ es la aceleración del flujo. $C_m = 1 + C_a$ es el coeficiente de inercia del riser.

En el término de arrastre, C_d es el coeficiente de arrastre, A es el área de referencia, área de la sección perpendicular a la dirección del flujo y u es el vector de velocidad del flujo.

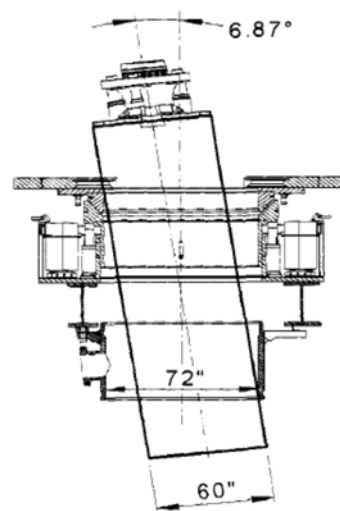
Aproximando la geometría del riser aun cilindro de diámetro medio D , la fuerza por unidad de longitud se podría aproximar para cada espectro de velocidades por:

$$F = \rho \cdot C_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot \dot{u} + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot D \cdot u \cdot |u|$$

Considerando una corriente mínima, un riser que tenga flotabilidad negativa por encima del BOP, tenderá a adoptar catenaria como deformada, en la que el ángulo inferior es mayor que el superior, en la plataforma. Por el contrario, si tiene flotabilidad positiva, la catenaria será inversa, con el ángulo superior mayor que el inferior. Por tanto, el peso en el fondo, aparte del que corresponde al BOP y LMRP, determina la rectitud y los ángulos del riser. En una maniobra de desconexión de emergencia en al que se requiera el izado del riser, es necesario el análisis del riser con las condiciones ambientales para que se pueda recoger sin interferencias con la estructura de la plataforma, y en su caso, la MODU deberá maniobrar para evitar estas interferencias.

Limitaciones. Los límites que aplican al proceso de despliegue y al de retirada dependen de los risers y el equipo de la MODU. El ángulo superior está limitado por el diámetro interior de la carcasa del diverter, (que es el elemento fijo y solidario con la MODU) y del diámetro exterior de las coquillas de flotabilidad instaladas en los tramos. Cuando un nuevo tramo es conectado o desconectado del riser durante el despliegue o retirada, el peso de todo el riser sumergido se transfiere a los elementos de elevación del derrick. Cuando esto ocurre, el riser transfiere su punto de rotación desde la cubierta de perforación, donde se instala la araña y placa de carga, al gancho de la grúa, muy por encima de esta plataforma. Si la deformada del riser ocasionada por las corrientes que actúan sobre el tramo sumergido exceden del límite definido por la posición elevada del gancho respecto a la cubierta de perforación, normalmente limitado a 0.5° , se produce contacto y posibilidad de avería. En la figura adjunta⁴, cuando el riser se soporta sobre la araña de cubierta de perforación, el límite angular entre el riser y el diverter es de 6.87° . Normalmente el riser está centrado en la cubierta de perforación, por tanto el límite de contacto con el diverter está entorno a los 3° . Cuando se compara con la configuración colgado del gancho de izado, el ángulo se reduce.

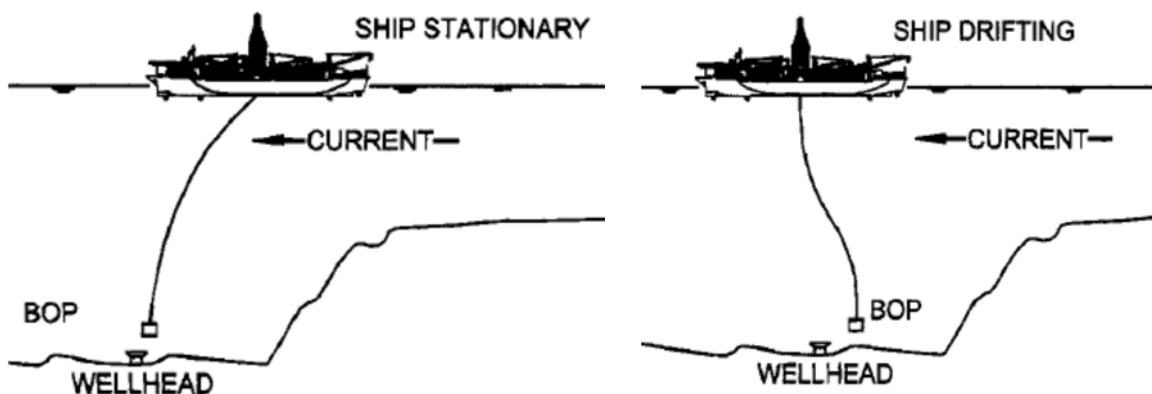
Otro límite que aplica al despliegue y recogida del riser es el límite geométrico asociado con el BOP u LMRP, por la posibilidad de contacto con los laterales del moonpool. En el momento final del izado. Igualmente durante la conexión del BOP al pozo o del LMRP al BOP hay un ángulo límite de conexión que se ha de analizar.



“Drift Running”. Las operaciones de perforación en aguas profundas pueden ser interrumpidas debido a cargas laterales por corrientes elevadas, particularmente cuando se instala el riser. Para contrarestar esto, un procedimiento de marcha en deriva (Drift Running) es práctica para la instalación con elevadas

⁴ Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005

corrientes. La MODU ha de disponer de posicionamiento dinámico, aproado a la corriente se deja caer atrás para contrarrestar la deformación del riser. Este procedimiento permite la instalación evitando los tiempos muertos de la MODU. La instalación, sin derivar contra la corriente puede causar el aplastamiento de los risers contra la carcasa del diverter en la MODU. En la figura de la izquierda se representa la MODU estacionaria a la corriente (situación fondeada), donde el ángulo del riser en su acceso al caso de la MODU es elevado. En la de la derecha, la MODU se deja caer para suavizar el ángulo. Esto es debido a que el gradiente de velocidades de la corriente en superficie es mucho mayor que en el fondo.



Despliegue de riser con corrientes elevadas con buque estático y derivando bajo control DPS⁵

En la práctica, la velocidad del buque contra la corriente y su deriva, se selecciona en función de la información que el puente recibe de la posición del riser sobre la mesa rotatoria. De esta manera, los tramos de riser se pueden instalar o retirar sin dañarlos a su paso por la araña.

Una opción que sustituye o complementa al “drift running” es la instalación de un equipo sobre el moonpool llamado “centering device”, dispositivo de alineación. Este es una estructura móvil que aplica unas determinadas fuerzas en distintas posiciones del riser, manteniendo su paso por la cubierta de perforación centrada en la carcasa del diverter.

5.2 Cargas verticales.

Las condiciones del mar inducen cargas verticales en el riser. Los movimientos de arfada de la MODU inducen cargas dinámicas al riser colgado de esta durante las operaciones de despliegue o recogida del riser así como cuando se mantiene suspendido tras una desconexión de emergencia. La evaluación de estas cargas es crítica en aguas profundas y ultra-profundas para evaluar la respuesta del conjunto, que producen variaciones en las tensiones del riser, movimientos inducidos y fuerzas alternativas que producen fatiga.

Cuando el riser está suspendido de la plataforma, son posibles dos configuraciones. Una en la que el riser está rígidamente unido a la MODU, “hard configuration” y otra en la que el riser está conectado por medio de compensadores verticales, “soft configuration”. Las ventajas de esta última configuración es que se limitan los picos de carga, se minimizan los esfuerzos de compresión, se reduce el movimiento del riser y se minimiza la variación de stress. Esta configuración está limitada a la carrera de los dispositivos de compensación (tensionadores y junta telescópica). Durante el despliegue y recogida de los risers, estos están en la configuración rígida.

El análisis de un riser ultra-profundo conduce a la aparición de grandes cargas dinámicas axiales, mucho mayores que en aguas someras, debido a la influencia de la masa añadida y el incremento de la flexibilidad axial, al estar construido por múltiples tramos conectados.

Los límites de diseño típicos, durante el análisis de un riser suspendido de la MODU, son los siguientes:

⁵ Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005

- Tensión máxima durante el despliegue, 1500 kips (680 t o el rating del equipo de izado)
- Tensión mínima durante el despliegue, 100 kips (48.4 t)
- Tensión máxima en condiciones de tormenta 10 años retorno, 2000 kips (907 t)
- Límites de stress en el material conforme a API RP 16Q
- Evitar contacto con el moonpool con un margen del 10% en cualquier posición esperada
- Mantener el suficiente peso que permita el despliegue y recogida en razonables niveles de corriente, sin apoyar en el diverter.

Para un riser ultra-profundo el periodo natural axial de primer orden puede ser de 5 s, suspendido de la plataforma con BOP y LMRP, cuando está conectado rígidamente a la MODU, “hard configuration”. Cuando se opta por “soft configuration”, el periodo axial propio de primer orden puede estar en el rango 30 a 50 s.

La tensión máxima depende de la configuración del riser, los tramos con o sin flotabilidad que se dispongan y si se suspenden con BOP o solo con LMRP. Por tanto la elección de los tramos a usar y su disposición se han de definir en base a un estudio detallado.

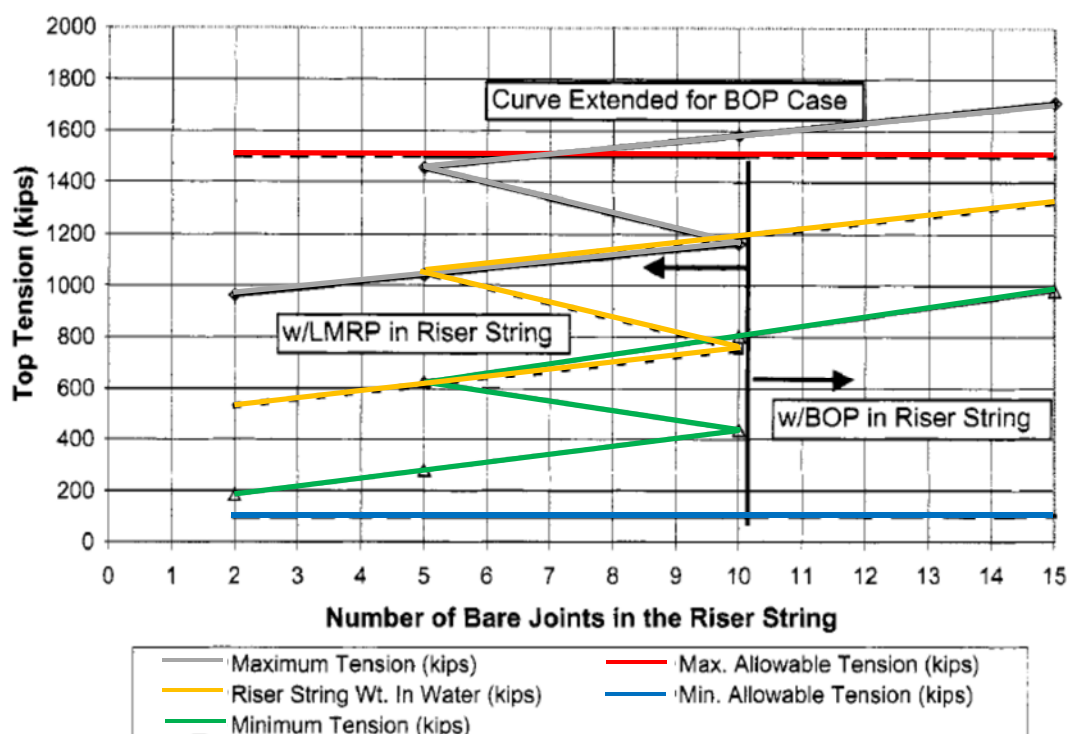


Fig I. Variación de la tensión axial límite y límites de diseño durante el despliegue respecto al número de secciones instaladas sin coquillas de flotabilidad para un riser de 9000 ft⁶

La curva de la Fig I, representa la variación de la tensión máxima calculada frente al número de tramos sin flotabilidad instalados en un riser de 9000 pies. Según esta, un riser configurado con hasta siete tramos sin flotabilidad y BOP conectado, satisface las condiciones de diseño para máxima tensión y con LMRP para mínima tensión.

El análisis del riser que se representa en la Fig II, muestra que la variación de tensión durante el despliegue es mucho mayor en la parte superior del riser que cerca del fondo. Esto es principalmente debido al dominio de la carga inercial causada por la masa de agua bajo cada tramo a lo largo de la longitud del riser. Esta curva se ha calculado con un movimiento de arfada de la MODU de amplitud máxima 5 ft (1.5 m). Las cargas de compresión se han de evitar para impedir pandeo, es por esto que se limita la tensión mínima, pero como se muestra en la curva, hay elevaciones del riser en las que la tensión es negativa con 1 tramo sin flotabilidad y el LMRP colgado, por lo que en esta condición se debería incrementar el uso de tramos sin flotabilidad.

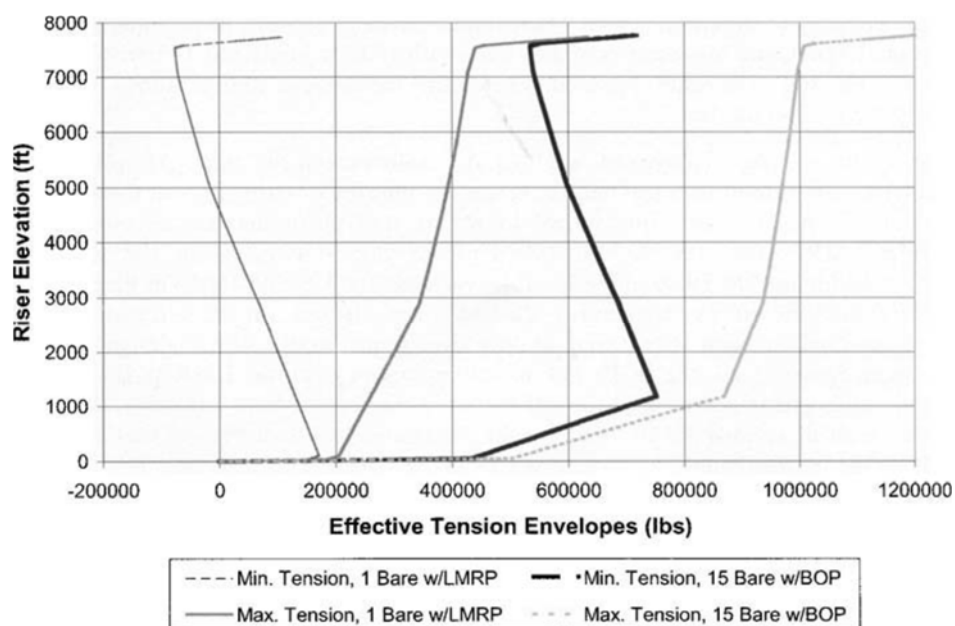


Fig II. Variación de la tensión axial a lo largo del riser con la profundidad (1kip = 1000 lbs)⁶

Se ha representado en la Fig III el comportamiento de un riser en condiciones de una tormenta de invierno con retorno a 10 años. Para ello, se ha elegido una configuración con 10 tramos sin flotabilidad y tan solo el LMRP colgado en el extremo inferior del riser, por su menor peso y estar más expuesto a las cargas de compresión. Se han considerado las dos configuraciones posibles de suspensión de la MODU, “hard configuration”, con el riser rígidamente unido a la plataforma, y “soft configuration” con un sistema de compensadores de tensión y movimiento. En el primer caso el periodo propio calculado fue de 5 s, mientras que en el segundo lo fue de 45 s. Las curvas muestran los límites superiores de tensión a la derecha y los límites inferiores a la izquierda. Se observa que la variación de tensiones en un determinado nivel es mucho mayor en el caso de conexión rígida que en el conectado con compensadores (la longitud del segmento de intersección a una determinada profundidad entre las curvas de máxima y mínima tensión es mucho mayor en configuración hard que en soft). Además se observa como aparece compresión en un gran rango de profundidades con la conexión rígida. Los picos de tensión para el riser con compensadores, se calculó en 750 kips (350 t) y para la solución con conexión rígida 1620 kips (734.8 t).

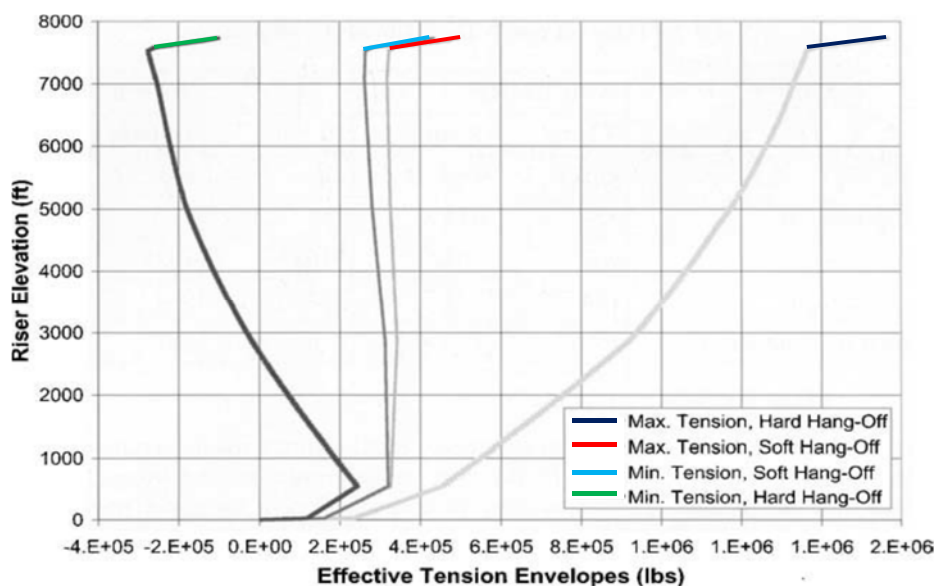


Fig III. Variación de la tensión axial límite en riser con “Soft configuration” y “Hard Configuration” en condiciones de tormenta con retorno a 10 años⁶

⁶ Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005

Los movimientos verticales del riser también se reducen drásticamente con el uso del compensador en la configuración soft. En las Fig IV y Fig V, se representa el movimiento de la plataforma y del riser en el periodo en el que se procedió con el cálculo de las tensiones límite de la Fig III. En la primera, el movimiento del riser se amplifica respecto del de la plataforma con un factor 1.23, en configuración hard. En la segunda el movimiento vertical se ha amortiguado con una relación 0.04 veces el movimiento de arfada de la plataforma.

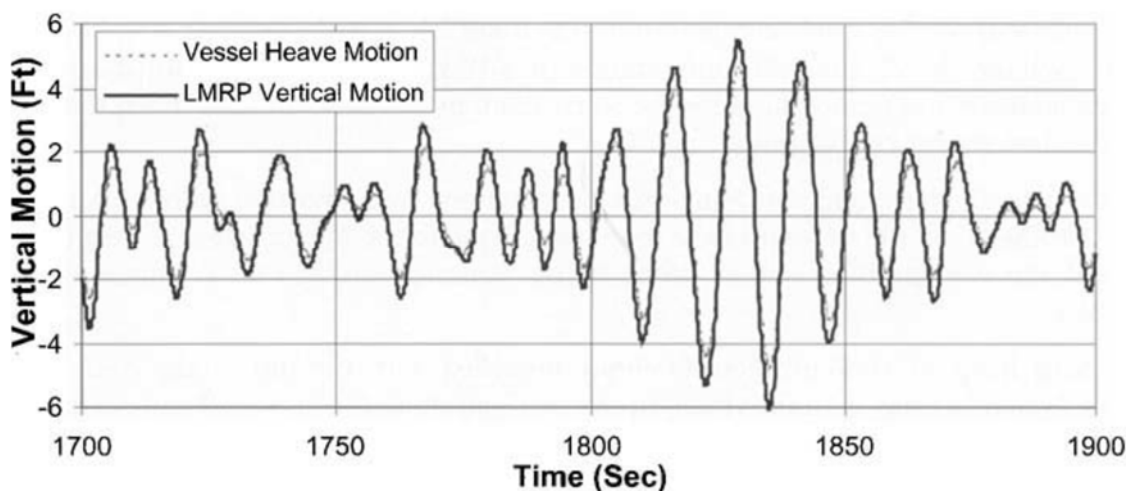


Fig IV. Movimiento de arfada del riser en "Hard Configuration" en condiciones de tormenta con retorno a 10 años⁶

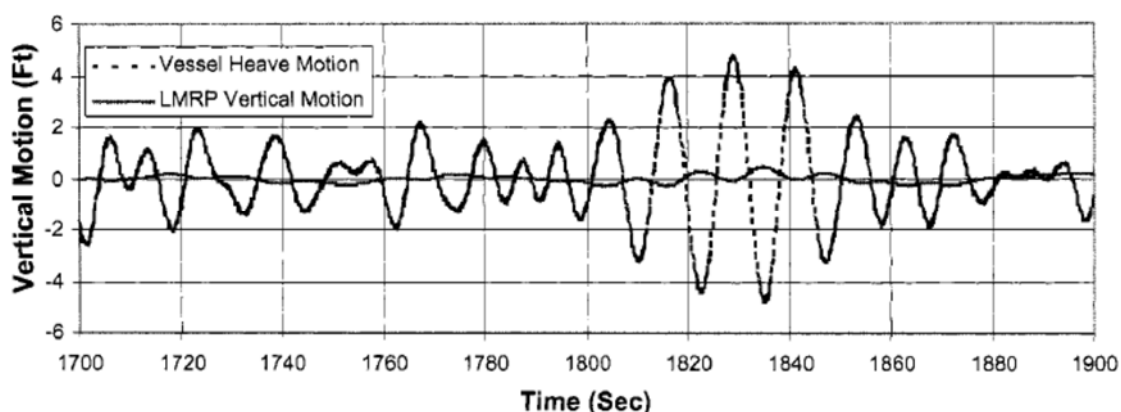


Fig V. Movimiento de arfada del riser en "Soft Configuration" en condiciones de tormenta con retorno a 10 años⁶

6. RISER CONECTADO.

Las operaciones de perforación se realizan con el riser conectado al BOP a través del LMRP. El riser tiene la función de conductor para las operaciones de perforación por cuyo interior se dispone la boca y la tubería de perforación, así como la tubería para el encamisado de estabilización y soporte del pozo perforado. En su interior se contiene una columna de fluido de perforación o fango, para el control de presión del pozo y la circulación de detritus provenientes del corte de la boca, que se recogen por el diverter hasta la planta de tratamiento en la plataforma. La integridad estructural del riser se ha de mantener bajo las cargas internas del riser y las cargas ambientales, olas, viento y corrientes. Los movimientos de la plataforma impuestos en el tope superior del riser se han de considerar, además del movimiento rotatorio de la tubería de perforación en el interior del riser y el efecto de la degradación del material y equipo.

El análisis de un riser conectado se hace rutinariamente para demostrar que la capacidad del tensionador es suficiente para soportar el riser en la zona específica donde se sitúa el pozo, a la profundidad definida, completamente lleno de fluido de perforación, en las condiciones ambientales, vibraciones inducidas por vórtices (VIV), etc.

6.1 Detalle de diseño.

La integridad del riser conectado está controlada por la forma en la que se ha deformado durante las diferentes operaciones que se han llevado a cabo. Durante las operaciones de perforación se imponen mayores restricciones a las deformaciones que durante el despliegue o retirada, ya que en su interior ha de rotar la tubería de perforación o pasar un tramo de encamisado para el pozo perforado. Debido a su longitud, la rigidez de un riser de perforación es función de su tensión axial, al igual que un cable, más que las propiedades de su sección transversal. En ausencia de corriente, la deformada es función de la tensión aplicada en su extremo superior, la desviación de la posición de la plataforma respecto del pozo en el fondo y del peso del riser en el agua (gradiente efectivo de tensión). El movimiento dinámico del riser está gobernado por el movimiento en la parte superior de la plataforma acoplada con las fuerzas fluctuantes de olas, corriente y viento. Otros factores como las restricciones de movimiento en los extremos del riser (juntas flexibles), determinan la forma de la deformada y la dinámica del movimiento del riser.

Tensión efectiva. Debido a la columna de fluidos de perforación en el interior del riser, los efectos de los incrementos de presión se han de tener en cuenta para el diseño del modelo de cálculo de la columna tensionada, que es el riser. La diferencia de presión que origina la presencia del lodo de perforación, tiene un pronunciado efecto sobre la deformada del riser. En vez de usar para el cálculo la tensión en la pared del riser, se usa la tensión efectiva que tiene en cuenta el gradiente de presiones entre el interior y el exterior del riser. La tensión efectiva para una determinada profundidad es la suma de la tensión real y la tensión ficticia. La tensión real produce esfuerzo axial en la pared del tubo pero la ficticia no. Cualquier modelo de riser se ha de analizar con la tensión efectiva para obtener la respuesta correcta a los esfuerzos laterales y de flexión. La carga lateral, proporcional a la tensión real y la curvatura, se deriva

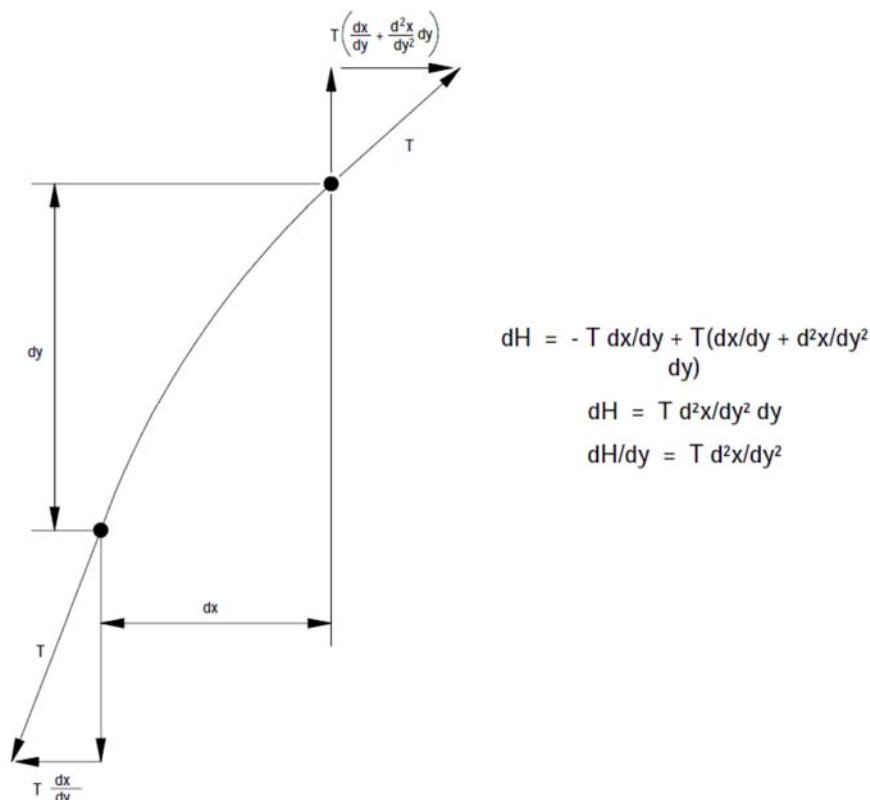


Fig VI. Elemento diferencial de riser⁷

⁷ RISERDYN 4.0.2. Global Maritime

de la Fig VI. Esta fuerza lateral actúa con el ratio de carga cortante para contrarrestar las cargas laterales de las corrientes. La tensión ficticia se calcula en base a la Fig. VII conforme a la siguiente fórmula.

$$T_{ficticia} = P_{externa} \cdot A_{externa} - P_{interna} \cdot A_{interna}$$

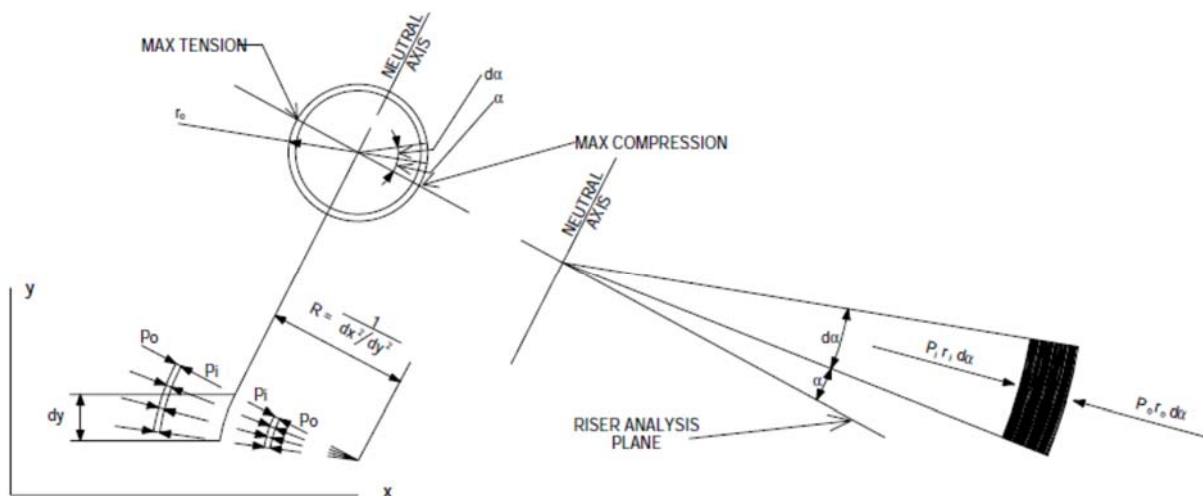


Fig VII. Tensión ficticia⁷

La presión interna, $P_{interna}$, es la suma de la presión hidrostática debida a la carga de fluido de perforación más la presión adicional correspondiente a la carga estática generada por la bomba de inyección.

Como se ha comentado el análisis del riser incluye los movimientos de la plataforma a la que se conecta. El movimiento vertical debido a la arfada, balance y cabeceo no se incluyen en el análisis del riser si se instala un sistema de compensación, ya que la junta deslizante absorbe este movimiento. Se han de tener en cuenta los movimientos laterales que inducen la deriva, avance, balance y cabeceo. Las acciones laterales impuestas en el extremo superior del riser tienen influencia sobre los esfuerzos directos de olas y corrientes impuestos al resto del riser en virtud del desfase entre ellos. Por ejemplo los esfuerzos sobre el riser de olas y corrientes son relativamente bajos si el movimiento de la plataforma está en fase con el de las acciones del mar, como ocurre con el movimiento de avance en olas largas.

Las cargas dinámicas generadas por las corrientes se valoran usando la ecuación de Morison, ya comentadas en 5.1.

Rigidez torsional. Las juntas flexibles localizadas en los extremos del riser reducen el ángulo de rotación del riser entre sus puntos de conexión. Esta reducción de ángulo permite extender los límites de operación durante la perforación. Las juntas flexibles son componentes pasivos a base de elastómeros, generalizados para trabajos en aguas profundas. Estas juntas flexibles se pueden usar también intercaladas entre los extremos para prevenir daños en caso de desconexión con grandes corrientes o mientras la plataforma está capeando después de una desconexión de emergencia.

En la Fig VIII se representa un modelo estándar de riser conectado al BOP, con todas las acciones y elementos que intervienen. Este puede variar para cada aplicación o diseñador.

6.2 Análisis del modelo de riser tensionado.

La deformada y la dinámica de un riser de perforación se analizan por elementos finitos usando un modelo de biga tensionada. El análisis se puede hacer estático, en el dominio de la frecuencia o bajo dominio del tiempo. El análisis estático se ajusta a la realidad cuando no se esperan esfuerzos dinámicos. El análisis en el dominio del tiempo aporta los mejores resultados a expensas de un mayor tiempo de computación.

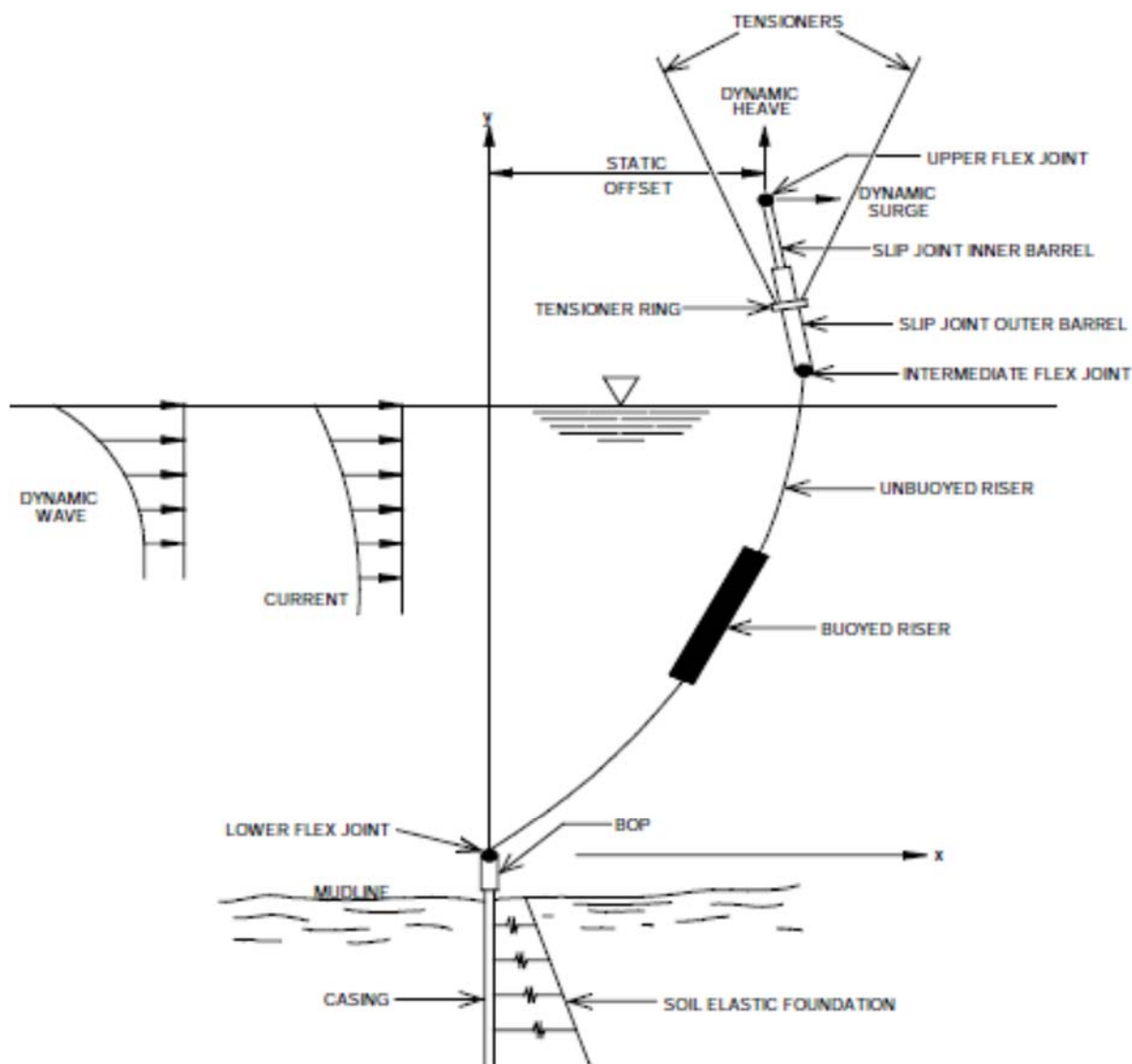


Fig VIII. Modelo de riser conectado a BOP y MODU⁷

Tradicionalmente el análisis del riser se ha realizado desacoplado, considerando que el riser no tiene efectos sobre la plataforma de perforación ni en el extremo del BOP. Generalmente esos efectos son despreciables y el análisis en esta situación es adecuado, pero en ciertas situaciones el riser tiene efectos en sus extremos que hay que considerar. El análisis acoplado es más importante de considerar en una situación EDS (desconexión de emergencia) o marcha en deriva. En estas ocasiones el riser puede formar un elevado ángulo superior y aplicar una significativa carga lateral a la plataforma, e igualmente en la conexión con el BOP. En el análisis acoplado se realiza en combinación con la dinámica de la plataforma. Si esta se mueve lateralmente a la posición del pozo, el riser aplica una fuerza lateral que tiende a restaurar la posición original, reduciendo la velocidad de la plataforma. Este análisis proporciona una idea más precisa del tiempo disponible para la desconexión. En la cabeza del BOP, esta fuerza lateral induce una deformación angular en el BOP, la cabeza y encamisado del pozo, que depende de las propiedades del terreno del fondo que sirve de fundación y de la altura del BOP.

6.3 Límites operacionales.

Tensiones máximas y mínimas. Los límites de tensión admisibles en el material del riser se calculan conforme al código API RP 16Q, habitualmente. La tensión mínima se establece para prevenir el pandeo del riser, mientras que la tensión máxima se establece para evitar tensiones de operación que excedan la capacidad del riser.

La prevención del pandeo se establece con la limitación de las tensiones por debajo de cero. El código prevé los criterios y márgenes para prevenir incertidumbres en la cuantificación de pesos y flotabilidad, así como en caso de fallo de los tensionadores. En la práctica, no se usan las tensiones mínimas calculadas, y los operadores aplican sobre tensiones en los tensionadores para asegurar un buen funcionamiento del riser. El cálculo de tensiones mínimas se hace con el peso del riser más el peso del fluido de perforación en el interior del riser y líneas periféricas. Los valores obtenidos son tensiones verticales en el extremo superior del riser. Conforme al código, la tensión calculada no debe sobrepasar el 90% del límite de trabajo del sistema de tensionadores instalado en la plataforma, aunque en la práctica este porcentaje se reduce según la experiencia del diseñador/operador.

Un factor significativo en la correcta tensión de los riser ultra-profundos es la compactación de la espuma que proporciona flotabilidad, reduciendo la sustentación. API aplica un margen de seguridad para este caso, incrementando el 4% la flotabilidad neta.

Ángulos límite. Los límites de ángulos para riser conectado en operaciones de perforación y sin perforar están fijadas por el mismo código API RP 16Q. La base de esta limitación es generalmente minimizar desgastes durante la rotación y el movimiento de la tubería de perforación. Los mayores desgastes se sitúan habitualmente en el extremo superior del BOP. Los límites angulares se fijan igualmente para completar ciertas operaciones como instalar camisas en el pozo perforado o equipos de producción. Por último, no se pueden exceder los límites máximo tolerados por las juntas flexibles en los extremos. API especifica ángulos máximos en estas juntas de 2º durante la perforación, aunque los operadores para aguas ultra-profundas fijan estos límites entre 0.5º y 1º, debido a los costes que supone la avería de un riser o tubería de perforación. Para las operaciones que no implican labores de perforación o paso de elementos en el interior del riser el ángulo máximo es generalmente 9º, siempre que no esté por encima del máximo ángulo admisible por la junta flexible de fondo.

Límites de Stress. El stress de los risers es verificado durante el análisis para verificar que no se exceda del 67% del límite elástico del material. En esta verificación se ha de calcular los esfuerzos axiales, flectores y circunferenciales. En adición a la limitación de tensiones máximas, API RP 16Q aplica una guía de cálculo para la limitación de los daños por fatiga en los conectores y tubería del riser, especialmente en condiciones de oleaje y vibraciones inducidas por corrientes. El código ISO 13624-1 & 2 de 2009 se emplea para el diseño de risers de perforación, limitado a la operación con un BOP instalado en el fondo marino que es el modo habitual de las MODU. En este código se fija un límite de stress para la tubería del riser del 40% σ_E cuando se calcula para aguas de profundidad media o somera y el mismo 67% σ_E para aguas profundas y ultra-profundas.

Límites en la recogida del riser. La mínima tensión aplicada en el extremo superior del riser, cuando está conectado al BOP, se calcula para poder recoger el riser en caso de emergencia. La tensión aplicada en el extremo del riser ha de ser suficientemente elevada para asegurar que el LMRP se desenganche y aleje claramente del BOP durante la desconexión de emergencia, sin considerar los movimientos de arfada de la plataforma en superficie. Este límite se fija para evitar daños en los equipos y especialmente en el BOP, lo que dejaría al pozo fuera de control. La tensión máxima basada en este requerimiento, está limitada a aquella cuyo valor pueda causar una aceleración excesiva del riser en ascenso y los tensionadores queden flojos o sin acción sobre el riser. Igualmente se limita la tensión a aquella que pueda producir el colapso de la junta de expansión situada en el extremo superior del riser.

Carrera de los tensionadores. Durante la operación EDS y de marcha en deriva, la carrera de los tensionadores y la junta telescópica son limitantes en la operación. La carrera disponible de tensionadores y junta telescópica durante las cietadas operaciones, depende de la posición de la junta telescópica antes de la emergencia, que no tiene porqué ser la posición nominal diseñada. Esto puede estar provocado por diferentes factores.

Limitaciones impuestas por el BOP, Cabeza y encamisados del pozo. El BOP y el pozo se diseñan para soportar las cargas durante la operación EDS. Los fabricantes de los equipos suministran las curvas de capacidades de carga de las bridas de conexión en tensión, flexión y presión. Todos estos ratings han de ser comparados con los requerimientos del análisis y validados.

6.4 Control de vibraciones.

Las tensiones aplicadas en el extremo superior del riser para resistir a las cargas laterales y sus efectos en las frecuencias naturales, deformadas tipo y las fuerzas inducidas por vibraciones, que se han de estudiar para evitar fallos y colapsos. La tensión aplicada por los tensionadores y la resistencia hidrodinámica de los risers es determinante para el control de vibraciones. Durante las operaciones de perforación y workover, el objetivo es minimizar los esfuerzos de flexión a lo largo del riser y los ángulos en la plataforma y cabeza de pozo. Por ello, la reducción de las vibraciones durante la operación para minimizar el esfuerzo de flexión y el control de los ángulos de riser en sus extremos es imperativo para prevenir fallos e incrementar la vida útil de los componentes. En el gráfico de la Fig. IX, se representa el estudio de deformaciones de un riser expuesto a los efectos de la corriente e intensificado por vibraciones, sin acciones de control de tensión externas. Observar el gran rango de deformaciones, que somete al material a esfuerzos de fatiga.

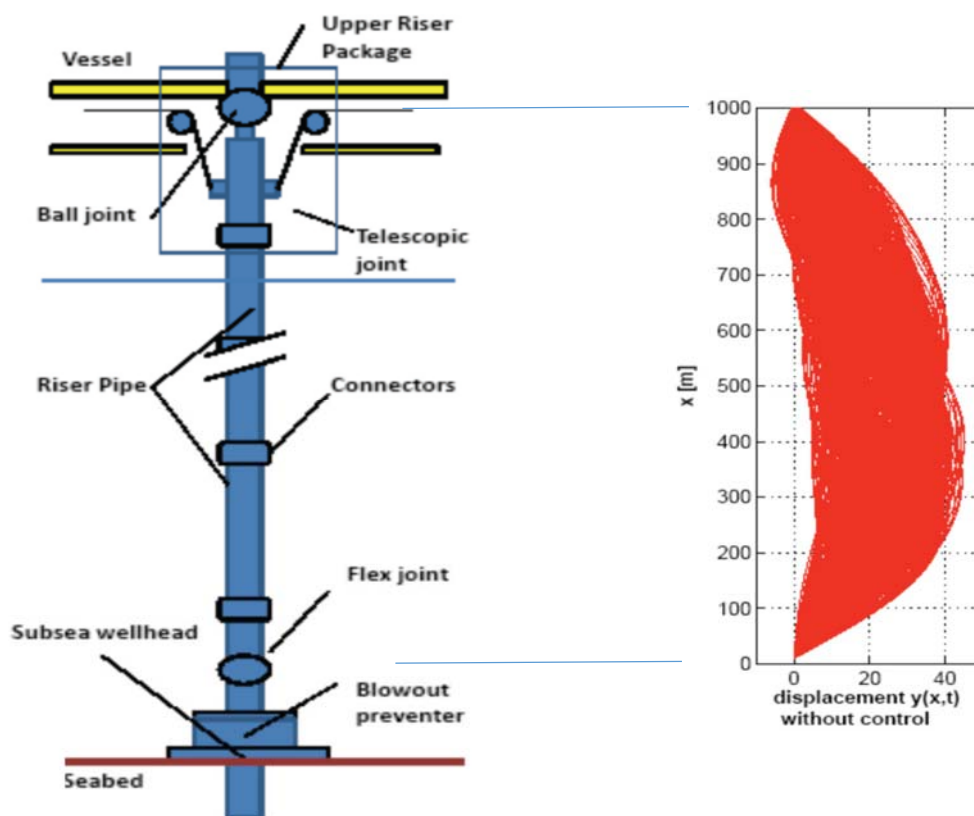


Fig IX. Riser y gráfico de deformaciones bajo acciones de la corriente⁸

⁸ Control for Offshore Oil and Gas Platforms. National University of Singapore.

REFERENCIAS

1. Handbook of Offshore Engineering Vol. 2. Capt 9. Ed. 2005
2. An investigation of forces and moments from drilling risers on wellheads. Camila Stokvik. 2010. M. Sc. Thesis. NTNU
3. Riserdyn 4.0.2. Global Maritime. 2000.
http://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDAQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.globalmaritime.com%2Fgm_cmx1%2FgetAttachment%3FATTACHMENT_ID%3D2325%26&ei=-4hU9OwFlaO0AXMiYHACg&usg=AFQjCNFv_YQiYDZtJQmDcDXBy2HNUSxwNw&sig2=ICn5nL77Wzb-rN1M6h7bkg
- 4.

ANEXO 1.3. UMBILICALES

PAGINA EN BLANCO

UMBILICALES

Los umbilicales son conductos empaquetados en forma de cable o manguera, que aportan energía o suministros a un equipo submarino. Se emplean en el desarrollo de infraestructuras “Subsea” para suministro de aire a presión, aceite hidráulico de control y mando, potencia eléctrica (baja y media tensión), control, comunicaciones (eléctrica y óptica), inyección de químicos, inyección de agua, inyección de gases y drenaje de cierres, desde las plataformas sobre la superficie marina o en tierra, a los equipos instalados en el fondo marino o entre este y la superficie. Los umbilicales tienen un amplio campo de aplicación para la interconexión de instalaciones submarinas, conexión entre las instalaciones submarinas y con plataformas fijas y flotantes (Semis, TLPs, FPSOs, etc) y entre los sistemas submarinos y las instalaciones de costa. Los ROVs también se controlan con umbilicales.

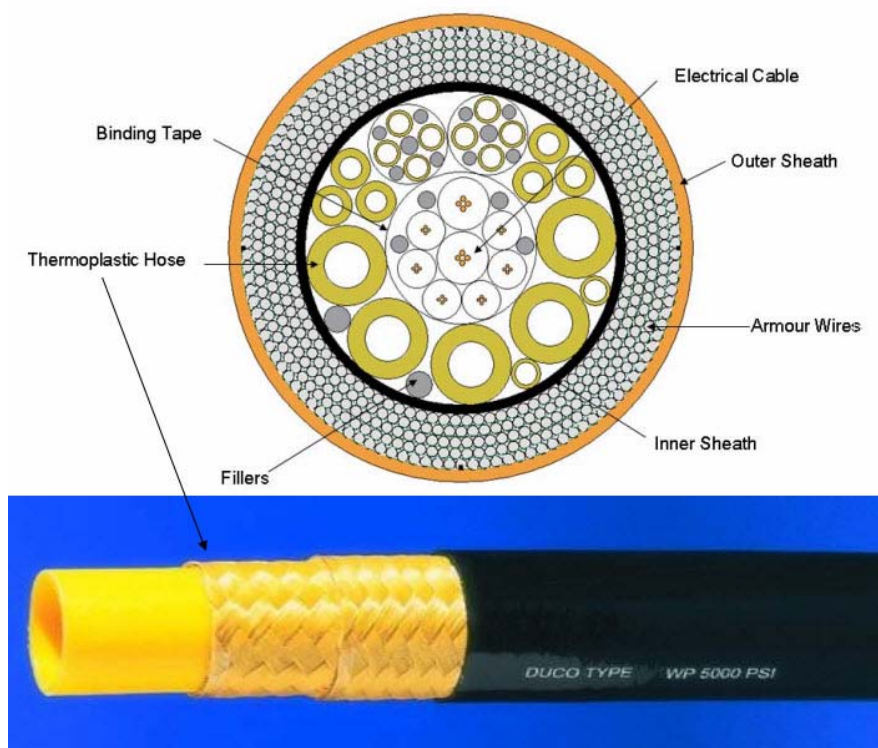
Existen diferentes tipologías de umbilicales. En 1993 Nexans introdujo los umbilicales con tubería de acero. Los umbilicales se fabrican a medida, con los conductos necesarios para cada aplicación específica. El gran reto en la producción de los umbilicales es que han de estar fabricados en una sola pieza, no admiten empalmes por la complejidad que ello supone y para evitar posibles fugas o contactos externos.¹ Se han llegado a construir umbilicales en una sola tirada de 145 km. Otros suministros de hasta 4000 tons con un peso unitario máximo de 135 kg/m y diámetro exterior de 213 mm, dan idea de la complejidad de su producción.

El diseño de un sistema de umbilicales se determina por una variedad de factores, incluyendo la profundidad de operación, función, condiciones medioambientales y temperatura.

² Los componentes funcionales incluyen conducciones de fluidos en acero y termoplásticos, fibra óptica y conductores eléctricos de medio y bajo voltaje, todo ello empaquetado y protegido en una carcasa aislante y estanca de material plástico y en determinados casos una camisa protectora entrelazada de fibras metálicas que le proveen protección mecánica y flexibilidad.

Las principales consideraciones en la elección de los materiales para conductores en acero, tubería de acero, para el servicio en umbilicales es su límite elástico, la resistencia a la corrosión, tanto interna como externa, y la temperatura de operación. Se usa un gran rango de materiales, desde acero al carbono hasta super-duplex.

La protección contra la corrosión externa se consigue por medio de un polímero adherido (fundido) o por galvanización. El aislamiento térmico puede ser incluido igualmente en la concepción del umbilical.



³ Sección típica de un umbilical mixto con conductos en termoplástico

¹ Statoil's Snohvit (nieve blanca) 2005. Nexans.

http://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/navigate_13124/Umbilical_systems.html

² Umbilical Systems. Technip.

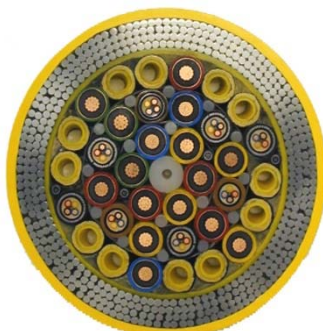
http://www.technip.com/sites/default/files/technip/publications/attachments/Umbilical_Systems.pdf

³ Definiciones. 2b1st Consulting. <http://www.2b1stconsulting.com/umbilical/>

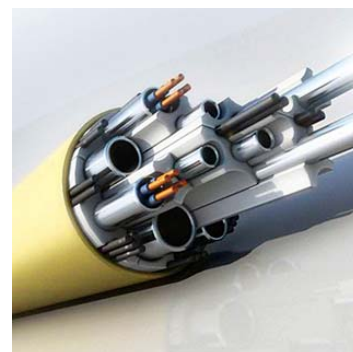
Los conductores contruidos con termoplásticos están siendo utilizados desde hace más de 35 años. Ofrecen un extenso rango de opciones para fluidos de control y para inyección de químicos, con longitudes que se pueden exceder de los 20.000 m dependiendo del diámetro. Las presiones de diseño llegan hasta los 860 bar. vvv



Umbilical de tubos de acero²



Umbilical de termoplástico²



Umbilical de ocho tubos de acero⁴

Los cables eléctricos de media tensión están disponibles con aislamiento de hasta 3 kV y para comunicaciones, de hasta 1kV. Se suministran en un par, triples, cuádruples o poli-cables, con malla si se requiere. También se instalan coaxiales. Es común el uso de polietileno como material de aislamiento. Estos cables han de disponer de alta resistencia a la tensión y compresión para maximizar la fatiga durante la instalación del umbilical y su servicio sometido a fuerzas dinámicas.

Los cables eléctricos de potencia están disponibles para tensiones de hasta 36 kV y conductores de hasta 400 mm². Los cables de potencia se pueden integrar con conductores de control y/o componentes de bombeo funcional.

Los cables de fibra óptica han de tener alta resistencia a la tensión y el aplastamiento de las fibras. Se construyen con tubo de acero herméticamente sellado, en cuyo interior se dispone gel para absorción de hidrógeno.

El diseño del umbilical se adapta a la función a la que se destine. Así se pueden distinguir.

- Con conduits de tuberías de acero o termoplástico para el control hidráulico e inyección de químicos.
- Con cables eléctricos de baja tensión y de comunicaciones para señales de control, fibra óptica para señales de comunicación, vídeo y control y conductores eléctricos de potencia.
- Con cables de media tensión para alimentación de potencia eléctrica. Conductos de inyección de químicos para inhibición de la corrosión y prevención de cera y de depósitos de cal.
- Con tubo central de gran diámetro para inyección de químicos a granel o inyección de gases de presurización para elevación del crudo.

⁵Efecto del depósito de ceras de crudo en el interior de una tubería de conducción depositadas durante la producción, que no se arrastran por el flujo y que pueden llegar a obturar el paso de fluido al completo. Para remover estos depósitos, se utiliza la inyección de químicos como hipoclorito sódico y cloruro cálcico deshidratado.



En cada extremo, el umbilical se conecta con el equipo de control y el equipo accionado. En la unidad de control (plataforma flotante o fija o instalación de tierra) la **TUTA** (Topside Umbilical Termination Assembly) es la interfase entre el umbilical y el equipo de control. La unidad suele estar instalada en un contenedor o compartimento estanco, que se monta y suelda en la posición requerida en la plataforma o facility. La TUTA

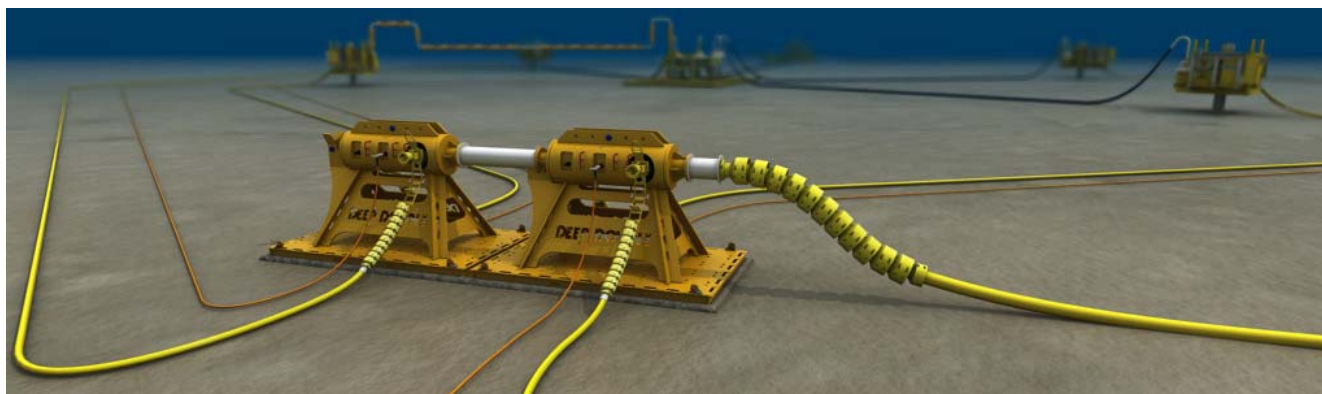
⁴ Aker Solutions. Anadarko Petroleum Corporation. Lucius field. Umbilicales para el GOM.

<http://www.akersolutions.com/en/Global-menu/Media/Press-Releases/All/2012/Umbilicals-contract-to-Aker-Solutions/>

⁵ Wax Deposition. The University of Kansas. <https://www.torpe.ku.edu/research/wax-deposition/>

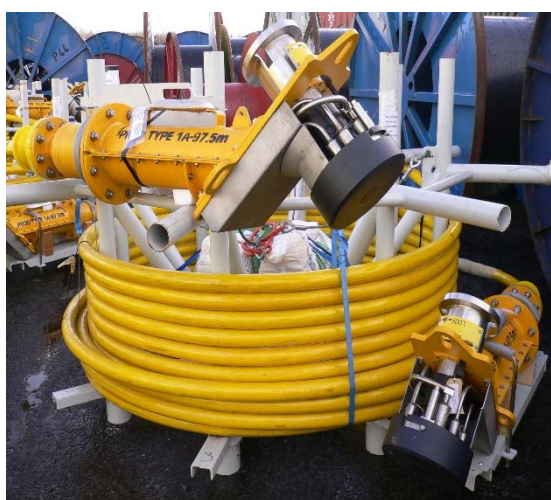
incorpora cajas de conexión para la alimentación eléctrica de potencia, tuberías, elementos de mediada y control como termómetros y manómetros, bloques de válvulas para accionamiento y control de flujos y mezclas para fluidos hidráulicos y químicos, que se conectan a los servicios de planta y control de plataforma.

La **UTA** (Umbilical Termination Assembly) instalada sobre un estructura de soporte, es un sistema multiplexado electro-hidráulico que permite la conexión de varios módulos de control submarino a las mismas líneas de suministro de eléctrico, hidráulico y de comunicaciones. El resultado es que varios pozos pueden ser controlados con un solo umbilical. Desde la UTA la conexión a cada pozo se hace con puentes de conexión, llamados SFL.



⁶ Umbilical Termination Assembly, **UTA** conectada en serie en el fondo marino.

SFL (Steel Flying Leads) proveen la conexión eléctrica, hidráulica y química desde la UTA a cada bloque de control. Son parte del sistema de distribución submarina (Subsea) que distribuye funcionalidades del umbilical a sus objetivos de servicio previstos. Son instalados después de los umbilicales y conectados por medio de ROVs.



⁷ SFL lista para instalar.



SFL, detalle de instalación con limitadores de curvatura.

A continuación se detalla la clasificación de tipos de umbilicales según la UMF, Umbilical Manufacturers Federation.

1. Umbilicales para producción submarina. Usados para conectar los sistemas de producción submarina con plataformas de producción fijas, flotantes o localizadas en tierra, o cualquier otro centro de producción. Las distancias a conectar pueden oscilar entre menos de un kilómetro a más de 200 km.

⁶ Ref. Deep Down INC. <http://www.deepdowninc.com/products/umbilical-termination-assembly>

⁷ Technip. <http://www.technip.com/en/our-business/subsea/umbilicals>

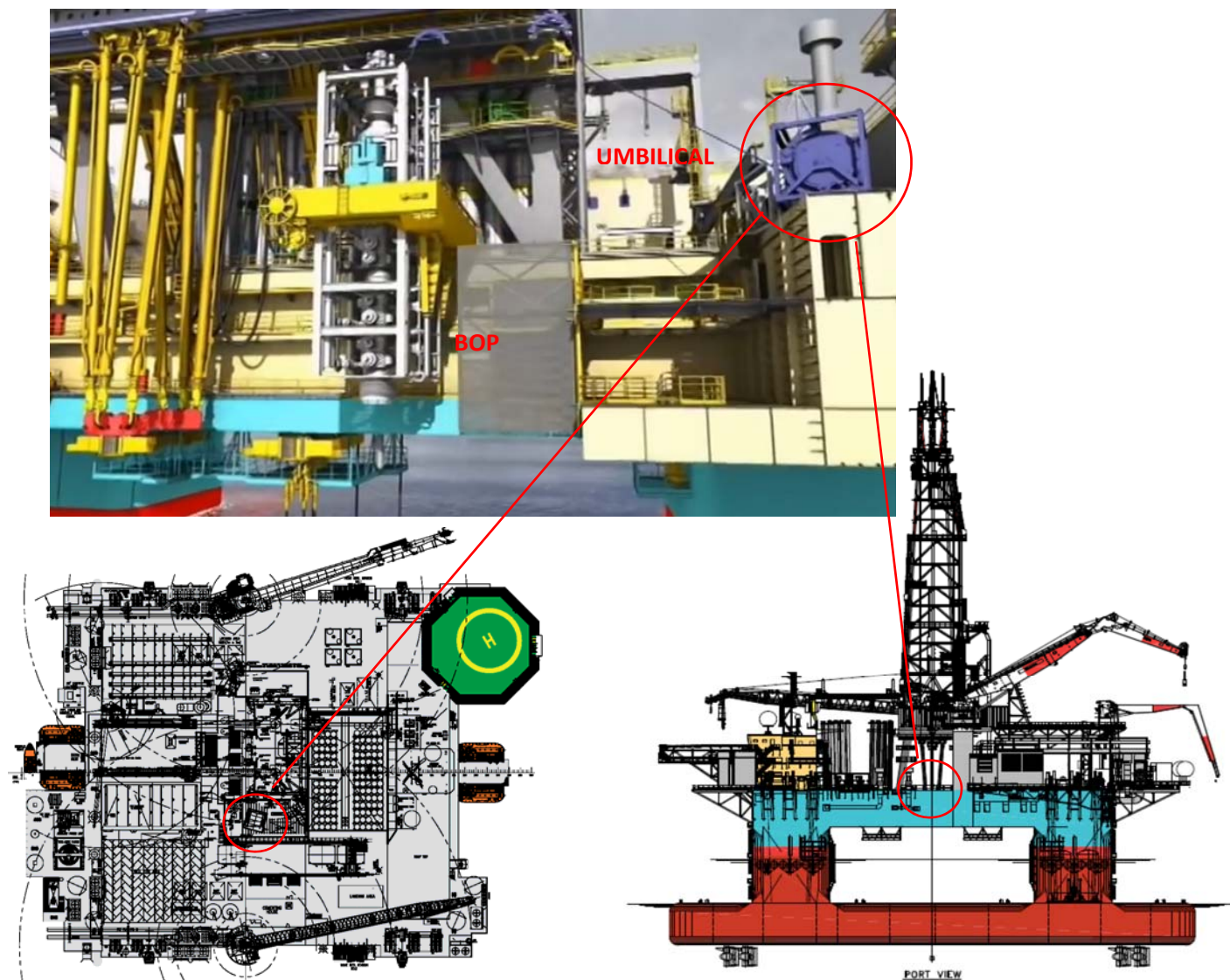
2. Umbilicales de inter-conexión. Usados para unir los bloques de válvulas, manifolds y unidades de distribución submarinas con los terminales submarinos, UTA. Típicamente cortos en longitud, entre pocos metros a 600 metros. Se instalan con ROVs.
3. Umbilicales de intervención. Usados para proveer control a los centro de producción submarina en caso de pérdida de control en el umbilical principal. Desplegados desde una embarcación dedicada al efecto, cerca del centro de producción. Generalmente se incluye en el suministro inicial en aquellos campos donde las paradas puedan causar un gran impacto económico, y la reparación del umbilical principal requiera de tiempos de reparación relativamente altos.
4. Umbilicales para Workover. Usados para atender unos determinados servicios de control para los trabajos de workover, incluyendo suministro hidráulico, eléctrico y señales ópticas. Se despliega desde un winche en un barco de intervención localizado sobre el pozo.
5. Umbilicales para válvulas aisladas submarinas, "SSIV Umbilicals". Estos pueden comprender funcionalidades eléctricas e hidráulicas para el aislamiento y monitorización del cierre de válvulas instaladas en líneas submarinas de suministro o transporte de crudo, en el caso de una emergencia acaecida en una instalación de producción offshore.
6. Umbilicales para BOP. Usados para el control del equipo de pozo durante las operaciones de perforación y prevenir las fuga crudo o gas en el caso de un incremento de presión en el pozo. Son los que instalan las SSDRs, y son reutilizables durante la vida útil de la SSDR.
7. Umbilicales de potencia submarinos. Usado para aportar potencia eléctrica y funciones de control para bombas sumergidas para operar en las altas presiones de aguas ultra-profundas y de pozo, para elevar presiones de descarga en pozos con pocas presiones, bombas booster para elevar presiones en líneas de gran distancia o en productos de alta viscosidad. Los umbilicales tienen cables de media tensión y pueden contener conduits para fluidos de servicio de las bombas, como aceites o químicos, y pueden también incluir funciones de control. Se usan igualmente para equipos de proceso e inyección de agua submarinos.
8. Umbilicales para equipos de pilotaje para fundaciones submarinas, para suministrar potencia y control de los equipos, instalados sobre winche en un buque dedicado.
9. Umbilicales para el posicionamiento de jackets, instalados en las patas de los jackets, permite el control de lastrado para su descenso y posicionamiento sobre el fondo marino.
10. Umbilicales de control de cabeza de pozo sobre plataformas, usados para proveer conexión de control entre las válvulas de pozo y la estación de control, que puede localizarse en una plataforma vecina o en tierra. Los requerimientos de seguridad necesitan materiales de aislamiento con un bajo nivel de halógenos.
11. Empaquetado en carretes. Para las intervenciones y workover de pozos, así como para el control de pilotado, los umbilicales se instalan en winches. Después del uso, se recogen enrollando sobre el carrete del winch. Estos carretes incorporan swivels para el suministro de fluidos sin fugas y colectores para los suministros eléctricos y de control.



⁸ Winches de umbilicales para operaciones submarinas con equipos de construcción para grandes profundidades.

⁸ UMF. <http://www.umf.as/umbilical-products/umbilical-product-types/reeler-packages>

En las SSDRs, los umbilicales utilizados para la operación del BOP o ROVs en la fase de perforación se estiban sobre carretes accionados hidráulicamente como los detallados en el párrafo anterior. Estos carretes se instalan obre o bajo la cubierta de perforación, con acceso directo al moon-pool.



MAERSK DELIVERER⁹

⁹ Maersk Contractor. <http://www.youtube.com/watch?v=oguoULvWVzo>

REFERENCIAS.

1. NEXANS. SUBMARINE TECHNOLOGY BROCHURE. [http://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/fileLibrary/Download_540175990/Norway/files/13133 Nexans Brosjyre Submarine%20Technology.pdf](http://www.nexans.no/eservice/Norway-no_NO/fileLibrary/Download_540175990/Norway/files/13133_Nexans_Brosjyre_Submarine%20Technology.pdf)
2. UMBILICALS, TECHNIP. Website. <http://www.technip.com/en/our-business/subsea/umbilicals>
3. Subsea Umbilicals. Oilfield Wiki. http://www.oilfieldwiki.com/wiki/Subsea_umbilicals
4. UMBILICALS MANUFACTURERS FEDERATION. UMF. <http://www.umf.as/umbilical-products/umbilical-product-types/reeler-packages>
5. Otras en notas al pie de página.



PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE. SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

2. BASES DE DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs

- 2.1 INTRODUCCIÓN
- 2.2 CONFIGURACIÓN DE SEMI-SUMERGIBLES.
CONFIGURACIÓN DE SSDRs
- 2.3 EVOLUCION HISTÓRICA. GENERACIONES SSDRs
- 2.4 DISEÑO DE SEMI-SUMERGIBLES. SSDRs
- 2.5 EVOLUCIÓN EN EL MERCADO OFFSHORE. SITUACION Y
PROYECCIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MODUs.
- 2.6 EQUIPOS DE ELEVACIÓN EN SSDRs. GRÚAS Y
MANIOBRAS OFFSHORE
- 2.7 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO

PAGINA EN BLANCO

2.1. INTRODUCCIÓN

PAGINA EN BLANCO

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de recursos energéticos ha llevado a las actividades de exploración a buscar en zonas y aguas más profundas, consecuentemente, los desafíos de los contratistas cambian y se hacen más exigentes.

El incremento de los costes de los proyectos a gran escala se traduce en que la eficiencia de las unidades de perforación se haga cada vez más importante.

El diseño de las unidades de perforación ha de satisfacer las nuevas demandas de futuro de la industria mediante un amplio desarrollo, prueba y puesta en servicio de mejoras eficientes.

Los siguientes factores se han establecido como base para el diseño de SSDRs.

- Características dinámicas en operación. Minimización de movimientos frente a acciones ambientales
- Periodos de arfada natural mínimos
- Gran área de cubierta y capacidad de almacenamiento que asegure una logística eficiente
- Elevado Air Gap en la condición de operación y supervivencia
- Diseño respetuoso con el medio ambiente

Los costes de inversión en perforación contribuyen en gran medida en los costes de desarrollo de un campo oil & gas, que se incrementa cuando este se sitúa en zonas medioambientales duras a extremas. Los costes indirectos para las operaciones de perforación están afectados por los factores conceptuales de diseño como:

- Tiempos de espera por condiciones ambientales
- Avituallamientos y requisitos de acopios temporales de suministros en buques auxiliares
- Ventanas medioambientales para posicionamiento sobre la localización de pozos
- Operación y disponibilidad de los equipos de la SSDR en cualquier condición ambiental
- Ambiente de trabajo
- Práctica medioambiental

Diseñar para un periodo natural en arfada por encima de 21 s es un criterio importante para una SSDR en operaciones de perforación convencionales, de finalización u operaciones workover, con el fin de evitar posibles daños en los compensadores al superar su carrera máxima o choques durante la instalación de los Christmas trees con la cabeza de pozo durante su instalación.

El total de tiempo improductivo, y por tanto los sobrecostes, está influenciado por las características dinámicas de la SSDR durante la operación en condiciones de mar relativamente moderadas. SSDRs eficientes con bajos tiempos de espera por inclemencias tienen generalmente buenas características dinámicas en condiciones de mar de baja amplitud. Una SSDR eficiente para ambientes duros se consigue con unidades de grandes desplazamientos, gran distancia entre columnas, con una relativamente baja área de flotación y pontones anchos, con las cubiertas de estos pontones relativamente profundas bajo la superficie marina.

Hay un posible conflicto entre el incremento de la capacidad de perforación para aguas ultra-profundas y las características dinámicas de la SSDR requeridas en las fases más críticas de la exploración o la finalización de los trabajos de mantenimiento de pozos offshore. Hay un impacto de coste considerable si se quieren mantener estas condiciones cuando los equipos de perforación se escalan para grandes profundidades en cubierta.

La estructura del casco para una SSDR típica planeada para operar en aguas ultra-profundas y mar relativamente moderada se focalizará típicamente en una elevada carga variable de cubierta (VDL) al mínimo coste posible. La vía económicamente más efectiva para conseguir una mayor VDL es aumentar la sección de las columnas, incrementar el número de estas o incluyendo protuberancias (blisters) en las columnas que aumenten el momento adrizante durante la escora y de esta forma admita una mayor carga sobre cubierta sin comprometer la estabilidad. Una unidad diseñada para ambientes duros y aguas ultra-profundas ha de tener una gran capacidad de carga sobre cubierta y unas características dinámicas óptimas. La optimización relativa a la carga

variable de cubierta, capacidad del equipo, geometría de la unidad y características dinámicas han de ser consideradas desde el diseño conceptual de la unidad.

Otros factores que incurren en exceso de coste son:

- Altura de columnas adicional para cumplir con el mínimo air gap requerido en las condiciones de operación y supervivencia.
- Espaciado adicional entre columnas para incrementar el momento adrizante.
- Incremento de manga y profundidad bajo el agua de los pontones para aumentar el efecto de amortiguación para cumplir con el periodo mínimo en arfada requerido y las características dinámicas.

Especial cuidado se ha de prestar al diseño respetuoso con el medio ambiente, implementando factores de diseño que hagan de estas unidades menos agresivas al medio ambiente que las rodea. Los estándares Norfolk requieren diseño orientado al medioambiente tomando las siguientes acciones:

- Aplicando la filosofía de segunda barrera con tanques de sedimentación y sistemas de drenajes de aguas limpias diseñados para la limpieza de emulsiones de aceite en agua para minimizar el transporte de los drenajes sucios a la costa. Como mínimo se han de incluir los siguientes tanques.
 - o Drenajes de áreas limpias no peligrosas
 - o Drenajes de áreas polucionadas no peligrosas
 - o Drenajes de áreas polucionadas y peligrosas
- Baja emisión de NOx desde los generados diésel.
- Transporte de todos los fluidos de perforación en base acuosa a la costa, tras la instalación del BOP.
- El sistema primario de transporte de detritus proveniente de perforación ha de estar basado en tanques de almacenamiento portables, el transporte de este detritus ha de ser neumático y descargados al equipo de tratamiento abordo.
- El sistema secundario de transporte de detritus ha de estar basado en un sistema de transporte neumático o por vacío y almacenados en contenedores portables transferibles a buques de apoyo mediante las grúas de cubierta.

Especial interés tiene el diseño para regiones árticas.

Las temperaturas de diseño para zonas árticas varía ampliamente con la latitud llegando a los -45°C. las profundidades de operación en estas latitudes no son elevadas, 150 a 400 m (Mar de Barents) y suelen tener una cobertura satélite limitada. Los siguientes factores de diseño se han de tener presentes para unidades operables en estas zonas:

- Las áreas expuestas de la plataforma como derrick, cubierta de perforación, zonas de reunión o paso, cubiertas de tubulares y risers, etc, deben estar completamente cubiertas o protegidas del viento y frío exterior, para protección de los operadores.
- Todos los equipos críticos, vías de escape, zonas de reunión/paso han de estar traceadas térmicamente para evitar la formación de hielo y bajas temperaturas.
- Las estaciones de servicio han de estar situadas en recintos cerrados con traceado térmico bajo cubiertas para evitar daños ambientales o mecánicos.
- Los sistemas de seguridad así como los equipos de control, sistema de posicionado, contraincendios y sistemas de escape han de diseñarse para temperaturas de -25°C en modo standby.
- Sistemas redundantes de posicionamiento, Automatic Truster Assist (ATA) se han de instalar para aguas someras y zonas de baja cobertura satelital.

El diseño de unidades offshore es una tarea multidisciplinar de que emplea y aplica la más alta tecnología marina del momento para hacer frente a los retos que se presentan.

En los capítulos a continuación se van a revisar los condicionantes específicos que envuelven el diseño de semi-sumergibles para perforación offshore en la industria Oil & Gas.

REFERENCIAS.

1. Rig design philosophy key for harsh-environment drilling in Barents Sea, Haltenbanken area. Statoil ASA. 2007

PAGINA EN BLANCO

2.2. CONFIGURACIÓN DE SEMI-SUMERGIBLES. CONFIGURACIÓN DE SSDRs

1. PONTONES
2. COLUMNAS ESTABILIZADORAS
3. REFORZADO O BRACING
4. CUBIERTA

ANEXO I. TIPOLOGÍA DE EXTREMOS DE
PONTONES EN SSDRs.

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

CONFIGURACIÓN DE SEMI-SUMERGIBLES. CONFIGURACIÓN DE SSDRS.

En el diseño de una semi-sumergible y su configuración particular, se ha de conocer claramente las funciones para que ha de desempeñar. Estas funciones influirán la elección de su configuración. Funciones como la perforación durante labores de exploración, workover, intervención, producción, heavy lift, acomodación y soporte operacional tanto en superficie como en inmersión, son algunas de las funciones para las que se diseñan los flotadores semi-sumergibles, en la industria offshore.

En todas ellas la característica esencial de una semi-sumergible es la de proveer de soporte estable a los equipos y carga en condiciones de mar específicas, y minimizar la respuesta dinámica a las acciones del mar en la condición.

Esos son los principales factores que establecen las dimensiones. Son, sin embargo, las funciones de la misión y las funciones de apoyo asociadas las que contribuyen más significativamente a la configuración.

Los cuatro componentes principales de la configuración de una semi-sumergible son:

- Pontones
- Columnas estabilizadoras
- Reforzado (Bracing)
- Cubierta

Toda semi-sumergible tiene al menos dos situaciones de flotación:

- Semi-sumergida, a flote sobre las columnas estabilizadoras, con los pontones hundidos bajo la superficie. En esta situación se presenta superficie de flotación mínima. Es la situación de flotación durante la fase de operación y de supervivencia, en presencia de malas condiciones de mar
- A flote sobre los pontones, con un francobordo mínimo y que se presenta en condiciones de tránsito, stand-by o en transición hacia la operación.

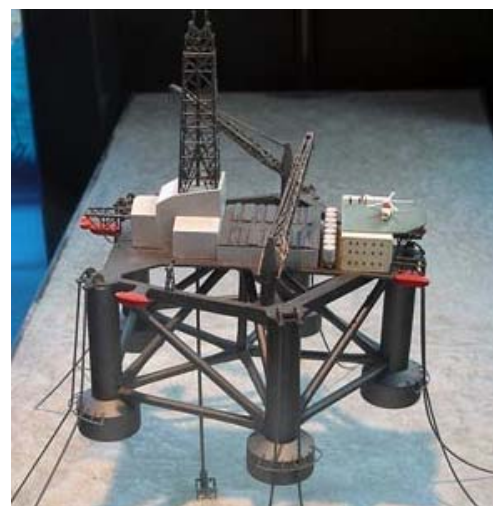
1. PONTONES.

El número y disposición de los pontones distingue a una variedad de configuraciones empleadas en la evolución de las semi-sumergibles. Desde la primera generación a la sexta generación de semi-sumergibles, se han diseñado en tres disposiciones principalmente.

1. **Pontones independientes bajo columna.** Bajo cada columna se instala un flotador, no conectado con otras columnas. Es típico de las primeras generaciones de semi-sumergibles, aunque se están rediseñando para la aplicación con aerogeneradores.

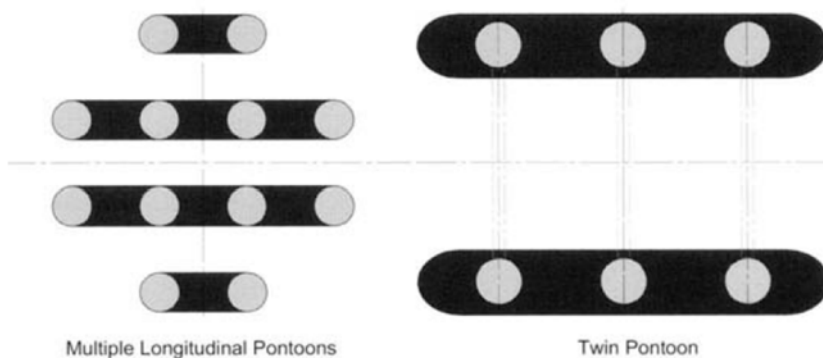


¹Alexander L Kielland. 1976



¹ Capsize of Offshore Oil Drilling Platform. Kitsunai Yoshio & Kobayashi Hideo. Failure Knowledge Database. 1980

2. **Pontones paralelepípedicos paralelos entre sí**, desde los simples 2 pontones hasta 6 u 8, sobre los que se instalan 2 o más columnas estabilizadoras.

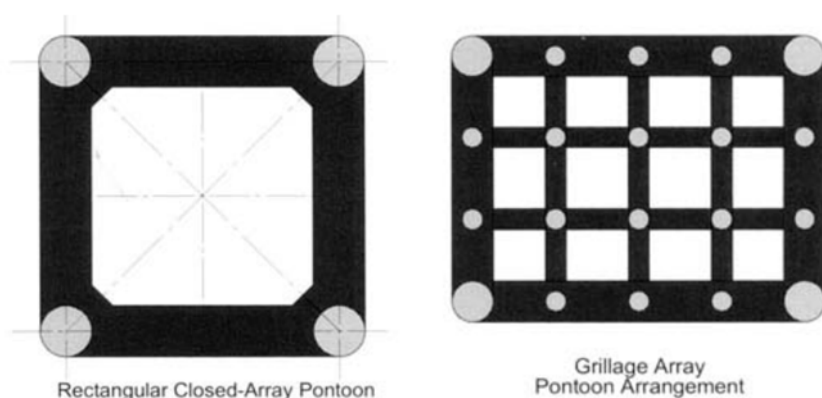


²Disposición de pontones paralelos.



West Eminence. Seadrill 2007

3. **Emparrillado de pontones ortogonales**, desde una simple cuadrícula, hasta parrilla de numerosos pontones ortogonales.



²Disposición de pontones ortogonales



EXMAR, OPTI® Series design.

Los diseños de SSDRs actuales se distinguen por su **movilidad, autopropulsión y sistemas de posicionamiento dinámico (propulsivos)**. La disposición elegida de pontones paralelos paralelepípedicos es la opción que más se ajusta a los requerimientos de movilidad y maniobrabilidad, y es de aplicación exclusiva a este tipo de semi-sumergibles en la actualidad. La evolución hacia la operación en grandes profundidades ha incrementado los desplazamientos de las unidades al aumentar la VDL y el Payload, mayor profundidad de operación para la exploración, requiere mayor acopio de tubulares de perforación, risers, consumibles de perforación, potencia instalada y consecuentemente consumos. Los pontones han de disponer de suficiente volumen de carena para sustentar los grandes desplazamientos en condiciones de tránsito, con un mínimo francobordo (sobre cubierta de pontón) y dar cabida a los equipos de propulsión, así como los consumos y lastre para inmersión. Estructuralmente funcionan como un gran rigidizador longitudinal para el apoyo de las columnas estabilizadoras, lo que contribuye a disminuir la transmisión de esfuerzos sobre la cubierta a través de las columnas, donde para el caso de pontones bajo columna, se requiere un entramado de refuerzos que rigidicen la estructura, conectados a las columnas.

Los flotadores con emparrillados ortogonales, tienen un problema evidente de movilidad. Este diseño se destina a unidades que se mantienen estáticas durante su vida operativa, como las plataformas de producción o

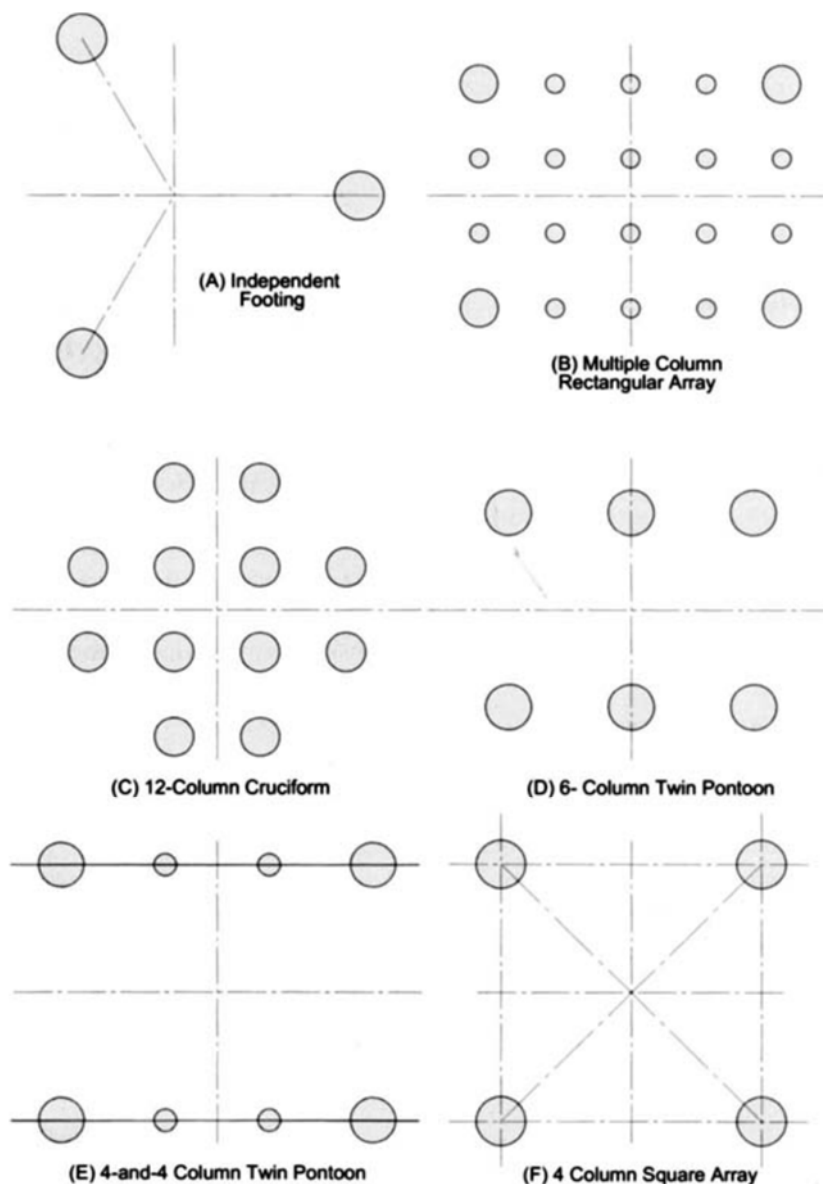
² Handbook of Offshore Engineering. Chapter 7.

explotación en campos offshore de oil&gas. Presentan muy buenas características estructurales y dinámicas. El pontón es una estructura tremendamente rígida que proporciona un soporte inmejorable a las columnas estabilizadoras, con un mínimo de transmisión de esfuerzos a la cubierta. Este tipo de semis, carecen de refuerzos espaciales entre columnas (bracing). Por sus amplias planas horizontales, y su elevada profundidad de inmersión, aportan una gran masa añadida en los movimientos de arfada, lo que equivale a reducir los periodos y por tanto las aceleraciones en la cubierta de operación, siendo unidades tremendamente estables y habitables. Por su diseño, hace posible el soporte de risers, umbilicales, líneas de exportación/importación, en los 360°, lo que contribuye a una disposición del topside mucho más flexible y eficiente. Las unidades de producción suelen mantenerse en posición mediante amarres a fondeos. La estructura emparrillada del pontón la hace muy eficiente frente a los esfuerzos en los anclajes de amarre.

Por lo anterior se define una SSDR de última generación como una semi-sumergible con dos pontones paralelos.

2. COLUMNAS ESTABILIZADORAS.

Las columnas estabilizadoras son el principal elemento de flotación y estabilidad durante la inmersión de la plataforma. El número y disposición de las columnas está íntimamente ligado con el número y disposición de los pontones que hemos detallado en el apartado anterior, y que se representa a continuación.



²Disposiciones típicas de columnas en semi-sumergibles.

En la anterior figura, la posición (A) corresponde a la disposición de columnas triangular de pontones bajo columna. Se han diseñado también unidades con cinco columnas, "Pentagone design", como la Alexander L. Kielland. Las posiciones (B) y (F) corresponden a diseños de pontones en emparrillados ortogonales. La posición (C) corresponde con un diseño para cuatro pontones paralelos y las posiciones (D) y (E) corresponden a disposición de 6 y 8 columnas sobre pontones paralelos.

En la actualidad, las SSDRs se diseñan sobre pontones paralelos sobre los que se levantan 4, 6 u 8 columnas estabilizadoras, repartidas simétricamente en cada uno de los pontones.

El número de columnas está íntimamente ligado con el peso del "topside" (estructura de cubierta con todos sus equipos y pesos), requerimientos de estabilidad, área geográfica de operación y el reforzado entre columnas, pontones y cubierta.

La función de las columnas es proveer estabilidad y soportar el peso de la cubierta. Un punto crítico de la estabilidad es cuando la semi se está sumergiendo y la flotación pasa de la superficie de pontones a la superficie de columnas (reducida). El paso por este punto ha de ser relativamente rápido y para ello se requiere que haya una estabilidad positiva, GM positivo. Esto limita la altura de la cubierta de la línea base y el peso total sobre esta. Para mitigar esta situación, es común hacer una transición desde la cubierta de pontón a la sección normal de columna, donde un tronco de transición se instala en la base de la columna en forma tronco-piramidal, con su sección mayor en la cubierta del pontón. Lo habitual es dimensionar la columna con secciones suficientes para proveer una elevada inercia en el punto de transición y evitar bloques de transición más costosos.

Las condiciones marineras en operación, mínima respuesta a la acción de las olas, está relacionada con la forma, sumergencia de los pontones en relación al área de flotación en las columnas y el espaciado entre ejes de columnas (por tanto de los pontones)

En general el menor número de columnas está relacionado con el menor coste de la estructura, aunque la reducción de columnas implique más peso de estructura de refuerzo y robustez en las columnas.

Las columnas, que en las primeras generaciones de semis tenían sección circular, han evolucionado a secciones en su totalidad, rectangulares o cuadradas con vértices redondeados o ahusados. La alineación del mamparo interior del pontón con el mamparo interior de las columnas (entendiendo como interior el mamparo longitudinal más próximo a crujía) reduce significativamente los esfuerzos en la conexión entre pontón y columna.

La altura de las columnas se define atendiendo a tres requerimientos,

- Respuesta a las acciones del mar. mayor sumergencia reduce la respuesta a arfada. Mayor número de columnas mejora la respuesta de arfada al aumentar el amortiguamiento.
- Condiciones de estabilidad. Pesos muy altos suben el cdg. y disminuyen el GM. Este es principalmente crítico en la zona de paso entre flotación de tránsito y flotación de operación
- Durante la operación se ha de mantener una distancia mínima entre la cresta de la ola y el fondo de la estructura de cubierta para evitar "slamming". Los códigos API requieren un mínimo de 1.5 m de clara, "Airgap", entre la cresta de ola y fondo de cubierta, en condiciones de mar específicas.

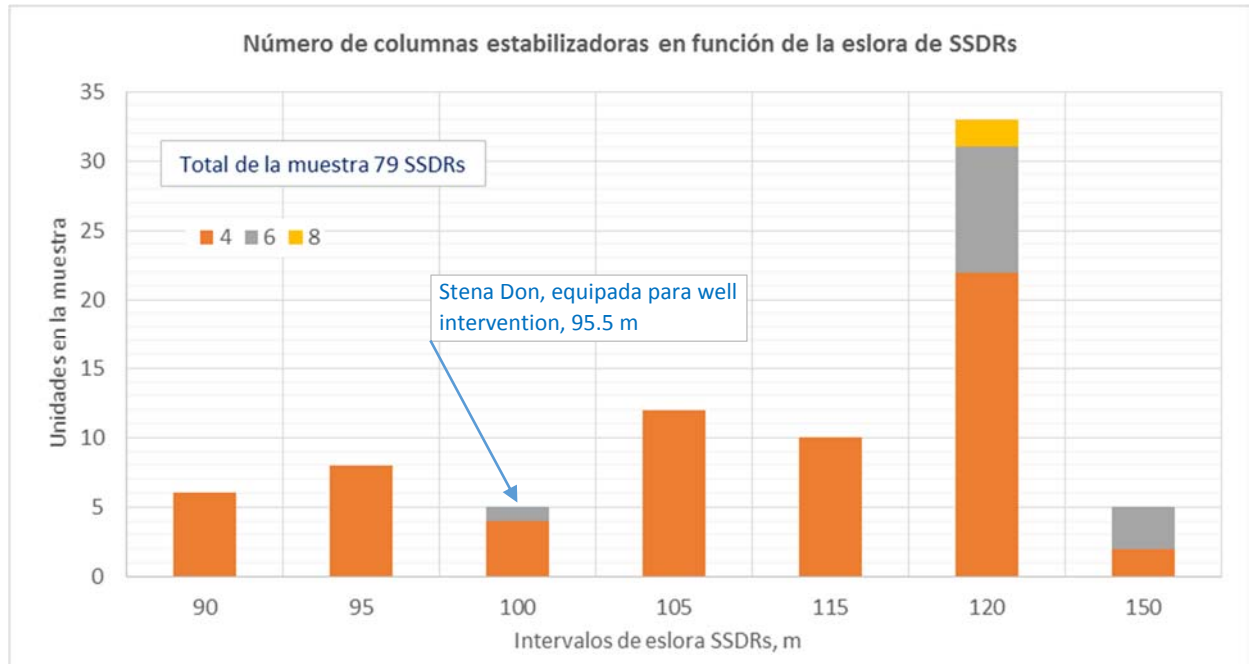
Para SSDRs, las columnas de menor altura son preferidas porque aseguran un bajo centro de gravedad para grandes cargas de cubierta. SSDRs consiguen su calado de operación para perforar mediante lastrado, y deslastran en caso de necesitar incremento del Airgap en presencia de tormenta. Es deseable disminuir el tiempo de lastrado y el volumen de lastre a manejar. Las Sociedades de Clasificación tienen restricciones relativas al mínimo tiempo requerido para deslastrar y pasar de una flotación de operación a supervivencia (normalmente sobre 3 h) o a tránsito. Consecuentemente SSDRs no deben ser más altas que lo requerido y con calado de operación no mayor que lo necesario.

La estructura de las columnas en SSDRs se prolonga atravesando el canto completo de la estructura de cubierta y enrasando con la cubierta de intemperie. En este tramo se conecta todo el reforzado de cubierta con el de

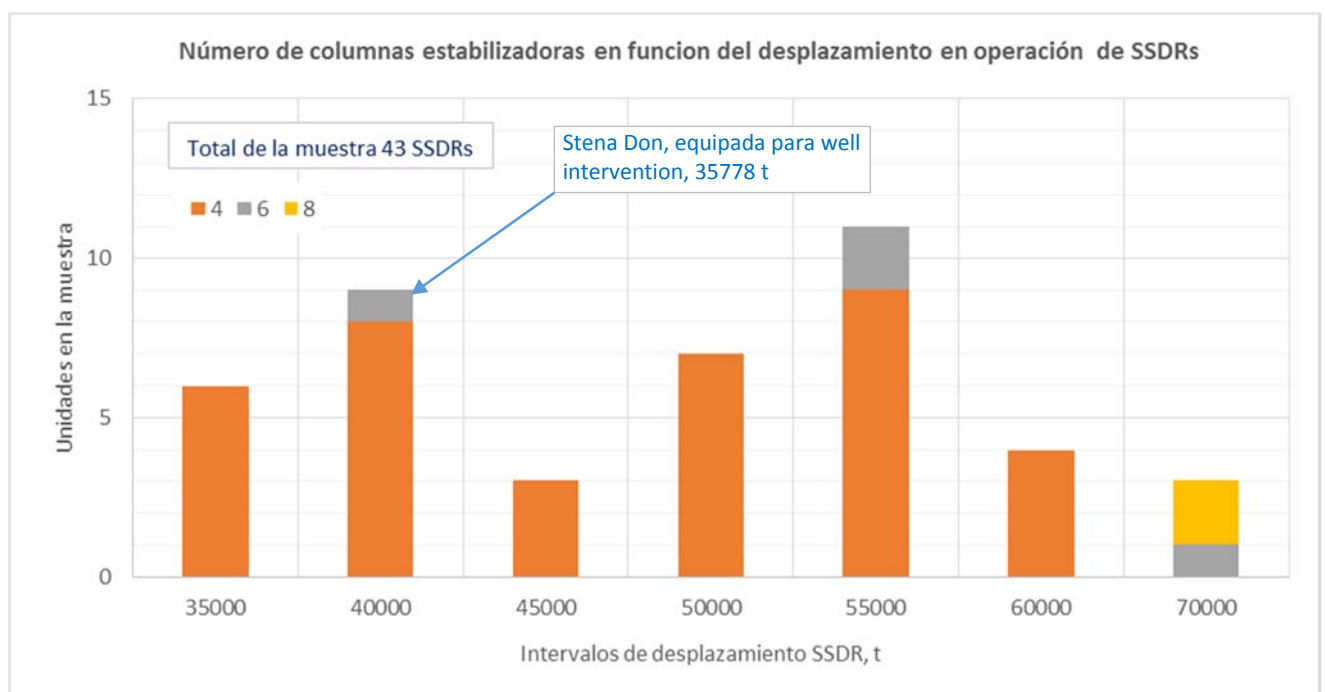
pontona. En otro tipo de semi-sumergibles como las FPU (con disposición de pontones ortogonales) la estructura de cubierta que suele ser de celosía se apoya sobre el tope de columnas.

De entre la base de datos del proyecto se han extraído las siguientes curvas en base a las SSDRs botadas después de 1 de enero de 2000, en las que se observa la tendencia en la asignación del número de columnas

Las SSDRs con cuatro columnas se diseñan para todo el rango de esloras. Las SSDRs con 6 y 8 columnas estabilizadoras se diseñan para esloras por encima de 115 m. El 86% de la muestra corresponde a SSDRs de 4 columnas, 9% de 6 columnas y 5% de 8 columnas.

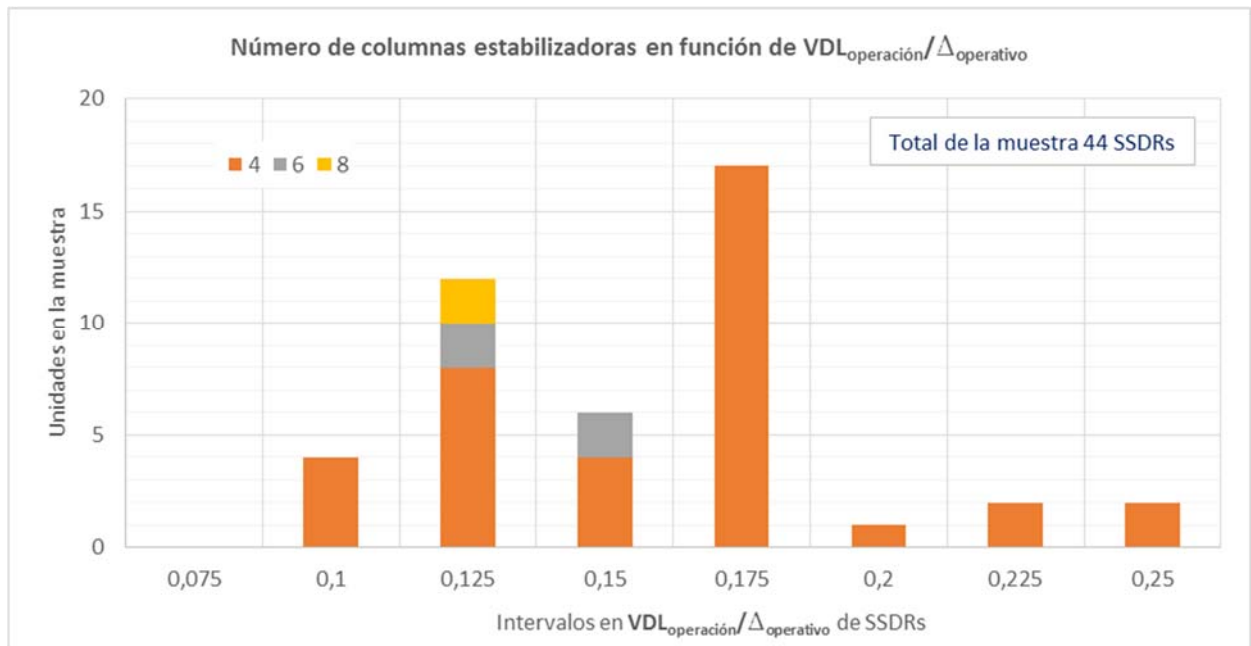


Para desplazamientos operativos por encima de 60000 t, las SSDRs diseñadas lo han hecho con 6 y 8 columnas estabilizadoras. Un diseño eficiente para grandes pesos, payloads o VDLs, unido a grandes áreas de cubierta, requieren de diseños en los que las distancias entre apoyos de cubierta sean menores para reducir las secciones de reforzados y pesos. Los diseños con 6 columnas se presentan en un rango de desplazamientos mayores

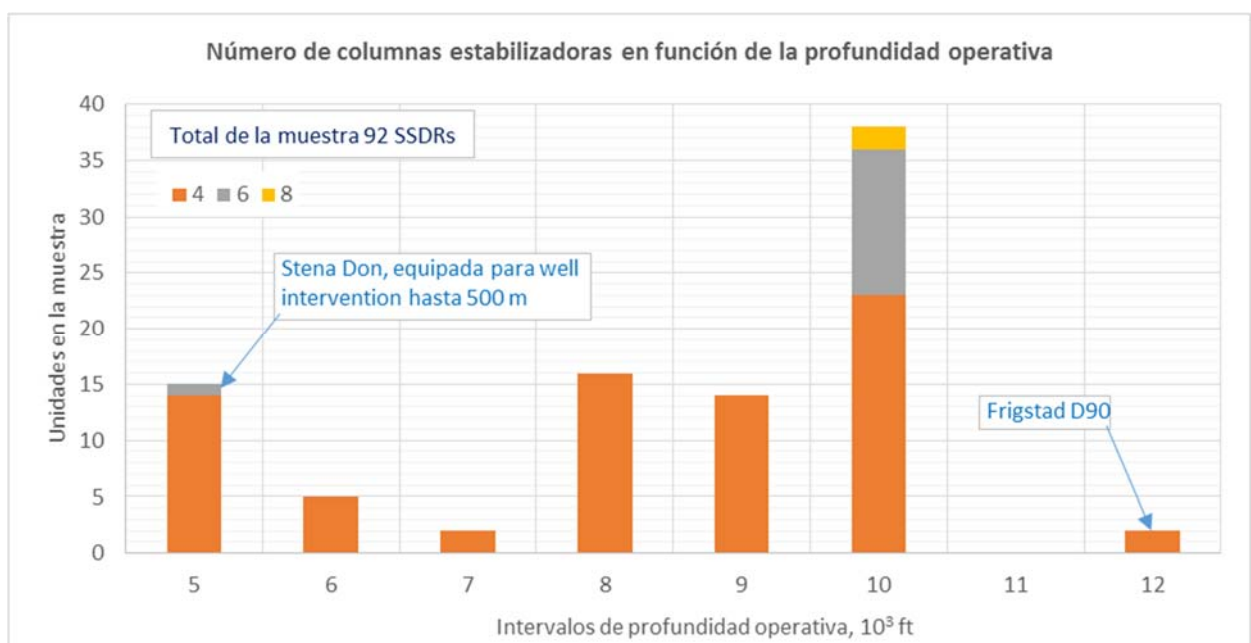


atendiendo más a comportamientos dinámicos en respuesta a las acciones del mar que por motivos estructurales. Las SSDRs con cuatro columnas se diseñan con desplazamientos operativos de hasta 60000 t.

En el siguiente gráfico se han cuantificado la cantidad de SSDRs ordenadas por su número de columnas, frente a la VDL en operación dividida por el desplazamiento operativo, en intervalos de valor constante. Esta relación da información del porcentaje de desplazamiento que se destina a la carga variable sobre cubierta, y por extensión un parámetro para valorar la optimización del diseño para portar mayor cantidad de equipo y consumibles para perforación. Las unidades con 4 columnas están presentes en el intervalo completo, y representan los valores más optimizados. Las SSDRs de 8 columnas y 6 columnas disponen un menor porcentaje de su desplazamiento para VDL.



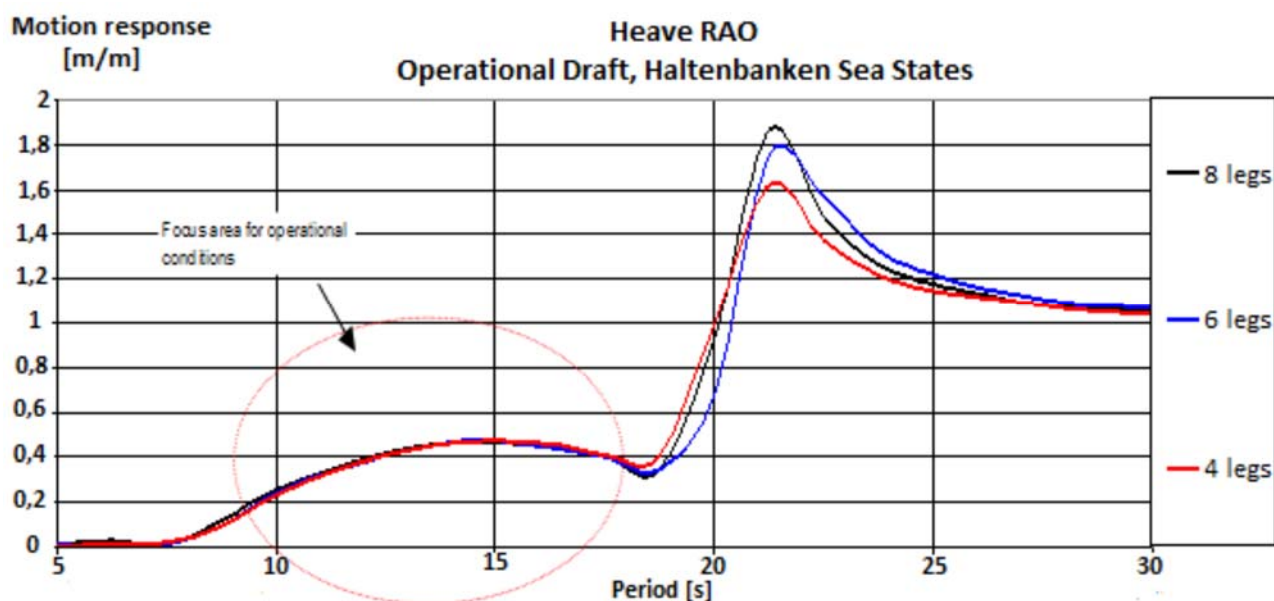
Si consideramos la profundidad de operación de la unidad en relación con la cantidad de columnas estabilizadoras se aprecia que las unidades con 6 y 8 columnas se han diseñado para profundidades de hasta 10000 pies, mientras que las unidades de 4 columnas cubren todo el ámbito de profundidades. Como se ha indicado en el gráfico, se incluye una excepción a esta tendencia. La plataforma Stena Don es un diseño Moss CS 30 con capacidad de operación hasta 10000 pies, que ha sido pertrechada para operar como unidad de intervención de pozo en el Mar del Norte hasta 500 m, aplicación específica que no disminuye la capacidad de



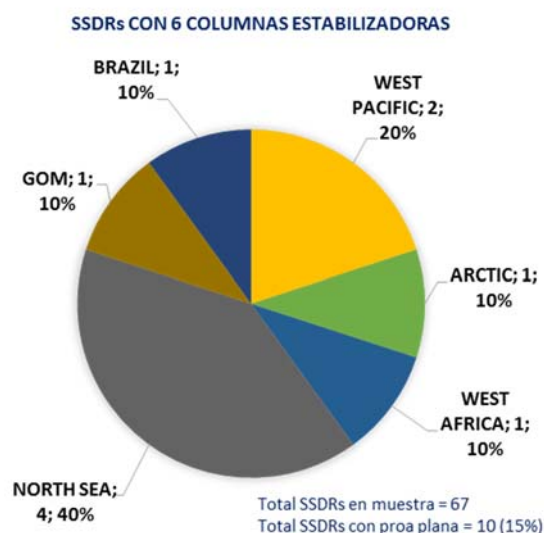
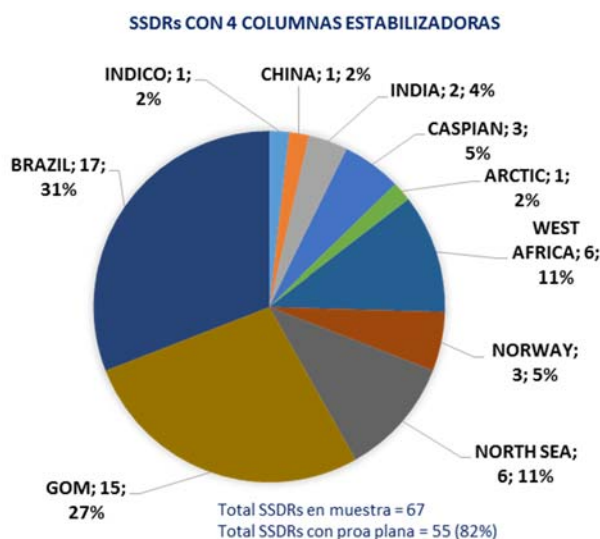
la unidad como flotador y plataforma para operar a mayores profundidades. En la actualidad el record de diseño lo tiene la Scarabeo 9, diseño Frigstad D90 de cuatro columnas capaz de operar a 12000 pies, con 8100 t de VDL.

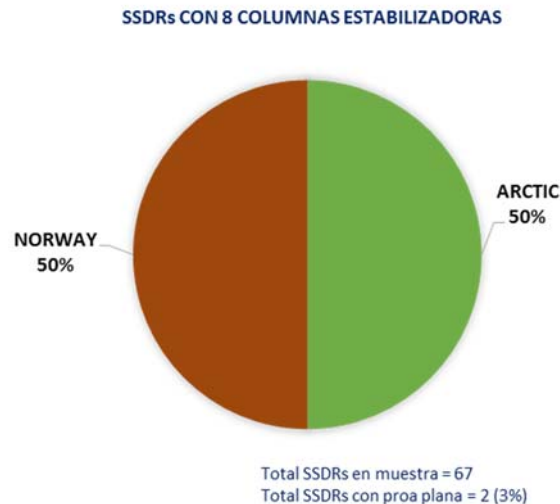
Las SSDRs se diseñan para portar una VDL que computa el peso de todos los equipos y consumibles que le permiten desarrollar las operaciones específicas para las que se diseñan y construyen. VDL depende de la misión y la profundidad de operación. Una mayor VDL, requiere de unos valores de BM mayores, que mantengan un GM mínimo como consecuencia del incremento de KG, en cualquier situación. Algunos diseñadores optan por el incremento de la sección de flotación en operación, aumentando el número de columnas.

En el gráfico a continuación (Ref. 2), Aker Solutions ha presentado un estudio sobre el RAO en arfada de una población de SSDRs con 8, 6 y 4 columnas operando en aguas someras de la plataforma continental noruega, hasta 500 m, con el fin de comparar la respuesta de semi-sumergibles. En la zona de operación, con periodos de ola hasta 17 s, la respuesta es similar para todas ellas, aunque la de 4 columnas representa un menor RAO. Para periodos por encima de 21 s, las unidades de 8 y 6 columnas presentan mejor respuesta.



Si se representa la distribución por zonas operativas globales, las SSDRs con 8 columnas estabilizadoras están destinadas en zonas del globo con ambientes y estados de la mar extremos, como las costas Noruegas o el Ártico, donde son de uso las plataformas tipo SEVAN. Las plataformas con 6 columnas tienen uso más extendido pero también son frecuentes en el Mar del Norte y Ártico. Como se comentó anteriormente, el incremento en el número de columnas mejora el comportamiento frente a las acciones del mar, aunque a mayor coste. Por último las SSDRs con cuatro columnas son de uso generalizado a nivel global.



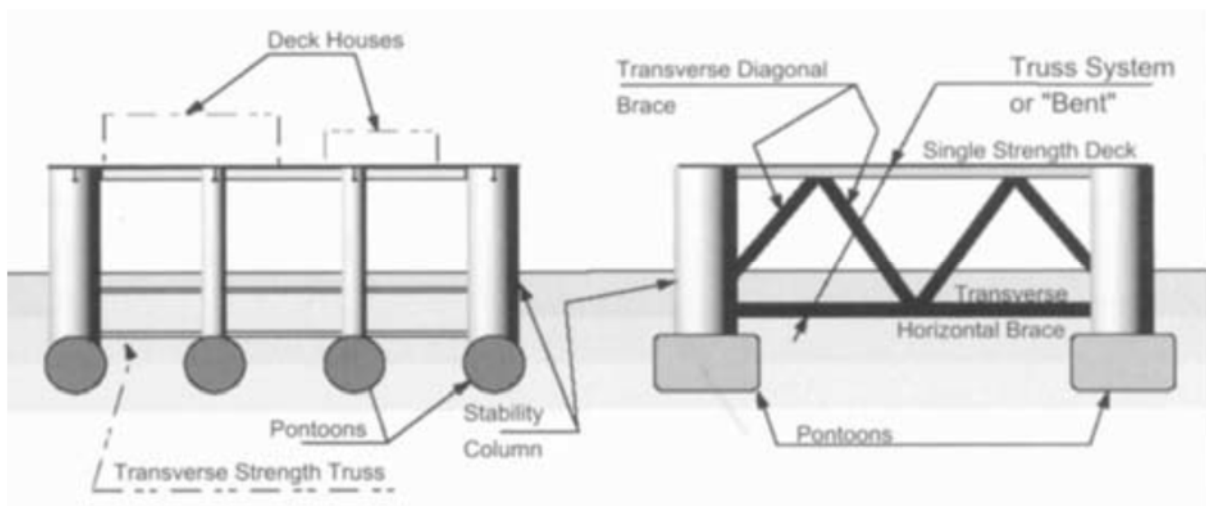


3. REFORZADO O BRACING.

El reforzado tiene la misión de unir entre sí los elementos estructurales que componen la semi-sumergible y transmitir los esfuerzos y cargas a las que están sometidos. Una SSDR tiene varios flotadores o pontones sobre los que se instalan las columnas estabilizadoras. Para mantener la separación y posición de estos, se disponen los reforzados, que han ido evolucionando en su configuración con las generaciones de SSDRs.

En las dos figuras siguientes se representan la disposición típica de reforzados en SSDRs de 2ª y 3ª generación. En ambos casos la cubierta es de construcción simple, con refuerzos primarios y secundarios en un solo plano sobre los que se tiende el forro.

En el caso de la 2ª generación presentado, el arriostrado es todo horizontal, incluido diagonales para restringir los movimientos relativos en el eje longitudinal. Hay dos planos de reforzado, en la base de columnas y en cubierta, que es también del tipo simple. Los pontones proveen rigidez en la base de las columnas. El mayor número de pontones y columnas hacen posible esta tipología de refuerzo.



³Reforzado con entramado horizontal, 1ª/2ª Gen.

³Reforzado con entramado diagonal 3ª Gen

En el caso del detalle de 3ª generación, los refuerzos primarios de cubierta forman parte del cordón superior de la celosía que arriostra cada par de columnas entre sí. El resultado final es un pórtico transversal con los pontones en la base de cada columna, por cada par de columnas situadas en cada banda. Los pontones proveen la rigidez y arriostrado longitudinal, al que se añaden unos diagonales horizontales, conectado el cordón inferior

³ Handbook of offshore Engineering. Chapter 7

de las celosías transversales para rigidizar, junto con los refuerzos de cubierta, la estructura en su conjunto y mantener la posición relativa y verticalidad de todos los elementos.

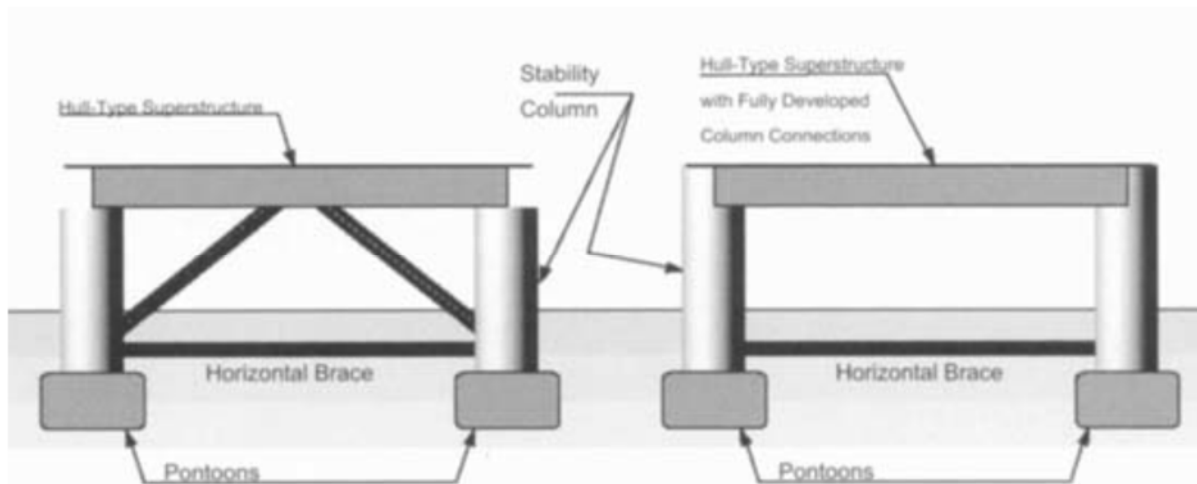


Blue Water . 1961



Sedco 700. 1973

La evolución en el diseño sobrevino con la implantación de las cubiertas tipo cajón. Dependiendo de la conexión de esta con las columnas, si es una conexión integral o parcial, el reforzado se hace en celosía, arriostrando la cubierta a la base de columnas para transmitir el peso de esta, o un arriostrado horizontal en base de columnas para mantener la separación de pontones.



³Reforzado con cubierta apoyada sobre cubierta.

³Reforzado con cubierta conectada a columnas

El principal elemento del reforzado es el tirante horizontal inferior que une las columnas de ambas bandas en su parte inferior para resistir los esfuerzos de presión y palanca. El reforzado diagonal en los pórticos verticales aporta soporte al peso de cubierta y, junto con el tirante horizontal inferior, incrementa la resistencia a cargas laterales, especialmente frente a mares de costado.

Los elementos que forman el reforzado se realizan generalmente en perfil tubular con sección constante o variable, que proporciona valores de inercia homogéneos, y por tanto mayor rigidez, en todas las direcciones de incidencia de esfuerzos. Además presentan una menor superficie expuesta, ausencia de aristas y por tanto, mejor protección contra corrosión.

El reforzado presenta un elevado coste de fabricación y mantenimiento. Su deterioro o fallo ha sido causa de grandes colapsos y hundimientos de semi-sumergibles, sobre todo por el fallo de sus conexiones por fatiga o fallos de construcción. El entramado del reforzado estará sometido a grandes esfuerzos como consecuencia del slamming durante temporales o en tránsitos. En esta situación, la práctica es que todo el reforzado quede al aire a fin de disminuir la resistencia hidrodinámica.

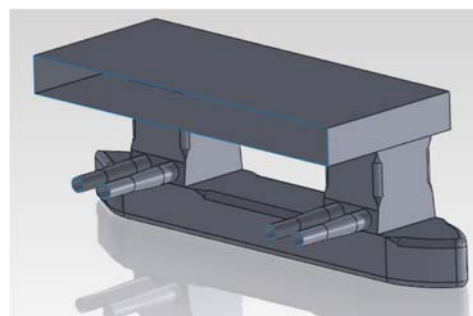
La tendencia en los nuevos diseños de unidades con cuatro columnas es la de eliminar los pórticos transversales verticales, quitando las diagonales, manteniendo el tirante horizontal en la base de las columnas estabilizadoras a cierta altura sobre la cubierta de pontones o disponiendo este tirante entre costados de pontones quedando sumergido a una distancia mínima bajo el nivel del mar en las condiciones de tránsito. En este caso el tirante tiene una forma fusiforme, que reduce la resistencia hidrodinámica y a la vez proporciona volumen sumergido para incrementar la flotabilidad, incrementar el periodo propio y reducir la respuesta a la arfada, al aumentarse la masa añadida por incremento de la superficie horizontal sumergida. Esta reducción del reforzado, se consigue conectando íntimamente la cubierta de tipo cajón a las columnas estabilizadoras. Habitualmente se instalan dos parejas de tirantes de sección tubular entre las columnas estabilizadoras de proa y popa. Esta sección suele ser variable en su longitud.



Aker Solutions, CAT B/D, 2014/2015

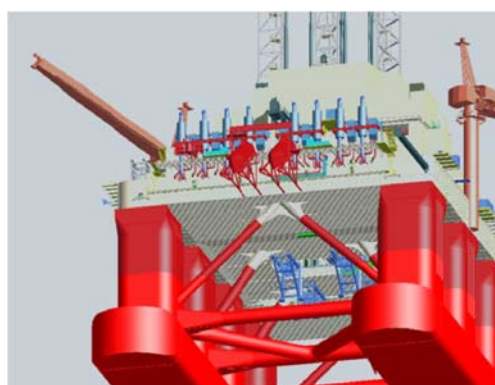


COLS Innovator, 2011



⁴*COLS Prospector, 2014. Modelo.*

Sin embargo, en las unidades de 6 y 8 columnas estabilizadoras, la utilización de pórticos transversales verticales, es habitual. En la fotografía adjunta se observa la Aker H6e en el muelle de armamento de Dubai Dry Docks previa a su salida en remolque hacia Noruega, donde los tubulares en blanco se instalaron de forma provisional para remolque. Se aprecian los arriostrados diagonales en los pórticos transversales verticales, así como los arriostrados diagonales en los dos pórticos extremos horizontales.



Aker H6e, 2009

La tendencia actual es la de reducir bracing para reducir los costes de construcción y mantenimiento que llevan consigo, optando por diseños de uniones entre cubiertas y columnas más eficientes, con el empleo de materiales de alto límite elástico en estas zonas de concentración de tensiones.

3. CUBIERTA.

Las cubiertas de las semi-sumergibles han evolucionado desde la primera generación, consistentes en una estructura de un simple nivel, con casetas y pañoles distribuidos sobre esta, sin coherencia estructural con el

⁴ Motion Analysis of Semi-Submersible. Emil Aasland Pedersen. NTNU. 2012

resto de los elementos de la unidad, a las actuales cubiertas tipo cajón, integradas en la resistencia estructural del conjunto.

El soportado de las primeras estructuras de cubierta requería un entramado de vigas de soporte y un mínimo espaciado de columnas, por tanto, un elevado número de columnas estabilizadoras y un complejo sistema de pórticos para sustentación. La evolución de este tipo de cubiertas se retuvo por la falta de medios de elevación durante la construcción, capaces de sustentar las mayores cargas de otro tipo de estructuras. Con el avance en las capacidades de fabricación, la generalización de las cubiertas tipo cajón se hizo patente, contribuyendo a la reducción del bracing, como se vio anteriormente.

La cubierta tipo cajón tiene mayores ventajas estructurales, mayor resistencia, todo su espacio interior utilizable proporcionando protección medioambiental a todos los equipos y actividades que se desarrollan en su interior, y la flotabilidad extra que proporciona en caso de avería. Es una alternativa más económica, menos pesada y con mejores cualidades estructurales que cualquier otra alternativa actual de aplicación a una SSDR.

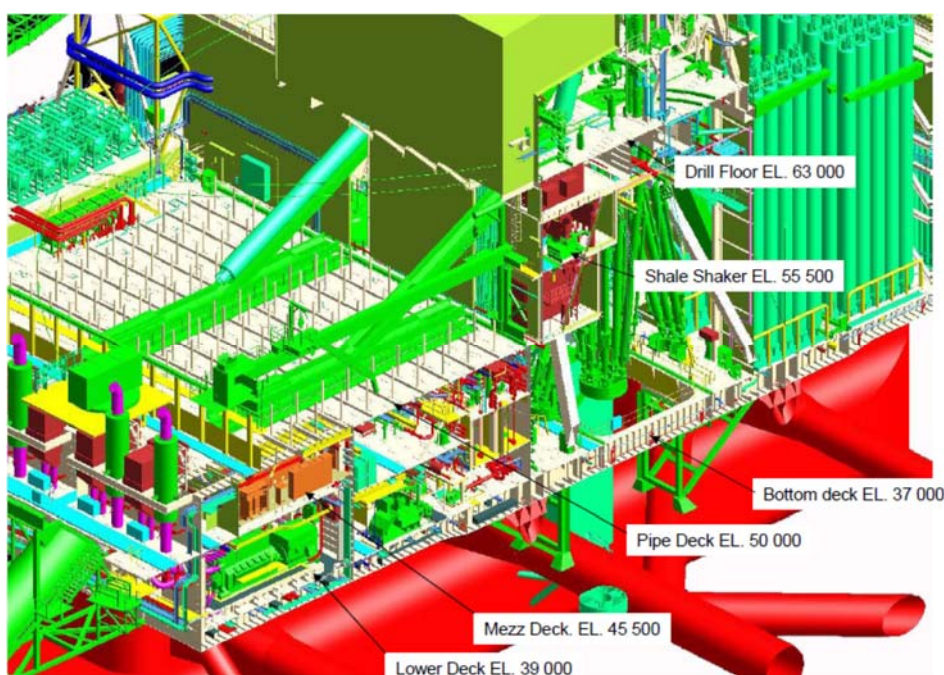
Existen otras alternativas como las cubiertas de celosía que se instalan en la semi-sumergibles diseñadas como FPS, pero estas son de aplicación con pontones en disposición ortogonal, donde estos asumen el mayor porcentaje de la resistencia estructural.

Sobre la cubierta se instalan los equipos de perforación y sus equipos y servicios auxiliares, grúas para suministros a flote, los parques de almacenamiento de tubulares y risers, plataformas de operación, parte de la habilitación y puente de mando. En el interior se instala la planta de generación eléctrica, habitualmente repartida en dos o más salas, así como auxiliares de máquinas, tanques de consumos diarios, tanques de almacenamientos de productos de perforación y otros productos secos, equipos de amarre, habilitación, etc.

La cubierta de una SSDR tiene bajo el derrick de perforación un paso estanco que permite el acceso directo entre la cubierta de perforación a la superficie marina, para las operaciones submarinas. Este se conoce habitualmente como “moon pool”. Estos son paralelepípicos y sus dimensiones dependen del equipo de perforación, el sistema de tensionado de los risers, el sistema de montaje del BOP, etc. Estas pueden tener hasta 10 m de eslora y hasta 42 m de manga. Están orientadas con su longitud mayor perpendicular a crujía.

Los cantos o alturas de estas cubiertas suelen estar entre los 8 y los 9.5 m.

El diseño de cubiertas tipo cajón está generalizado en la actualidad.



Sección de cubierta de Aker H6e, 2009

REFERENCIAS.

1. Some design notes on semi-submersible and TLP.
<http://kimwhyechoong.wordpress.com/2013/08/25/some-design-considerations-for-the-semi-submersible/>
2. Hull Dimensions of a Semi-Submersible Rig. Joakim Rise Gallala. NTNU. 2013
3. Handbook of Offshore Engineering. S. Chakrabarti. 2005. Chapter 7. Floating Offshore Platform Design. John Halkyard.
4. Base de datos de proyecto

ANEXO I

TIPOLOGÍA DE EXTREMOS DE PONTONES EN SSDRs.

Los diseñadores de SSDRs han incorporado diferentes tipologías de extremos de pontones que se adaptan a las condiciones de diseño de la unidad. En una SSDR, la hidrodinámica del casco en aras de conseguir unas condiciones de resistencia al avance y por tanto eficiencia propulsiva, no está entre los principales condicionantes del diseño, aunque siempre será conveniente una mínima resistencia al avance y por tanto se requiere una relación de compromiso. La típica disposición de pontones paralelepípedicos paralelos se terminan en extremos rectos, perpendiculares al flujo o ahusados. El principal parámetro para su diseño es el que el bloque extremo sea fácil de construir y tenga peso mínimo. En función de las necesidades de volumen (desplazamiento), se elegirán las formas de las líneas de agua. Se han diseñado unidades con formas simétricas o diferentes en cada uno de sus extremos. Esta última solución, con el fin de favorecer los tránsitos entre localizaciones de actividad (navegando por proa), al reducir la resistencia al avance, pero esto no es común. Lo habitual es la simetría de extremos, que favorecen las condiciones de estabilidad y trimado de la embarcación. La cubierta de los extremos está generalmente al mismo nivel que la cubierta del pontón. El fondo igualmente se suele enrasar con el fondo del pontón, aunque aquí se observa más variedad de diseños, en los que algunos presentan un chaflán plano angulado respecto al fondo para proveer sustentación y producir apogado durante el tránsito y evitar hocar, o representan elevaciones para alojar propulsores y disminuir el calado bajo estos.

1. EXTREMOS TRIANGULARES REGULARES.

La proa triangular, contiene secciones de líneas de agua en forma de triángulo isósceles, cuya base coincide con la manga del pontón y la altura está en función del ángulo de proa. Este semi-ángulo suele ser bastante abierto, entre 50 a 70 grados, con lo que la altura del triángulo es un 30% de la manga del pontón de SSDR. Esta solución proyecta el extremo de proa hacia adelante respecto de las columnas de proa, distanciando de estas la influencia de las rompientes durante el tránsito. Frigstad en su diseño D90, incorpora esta tipología en ambos extremos de cada pontón.

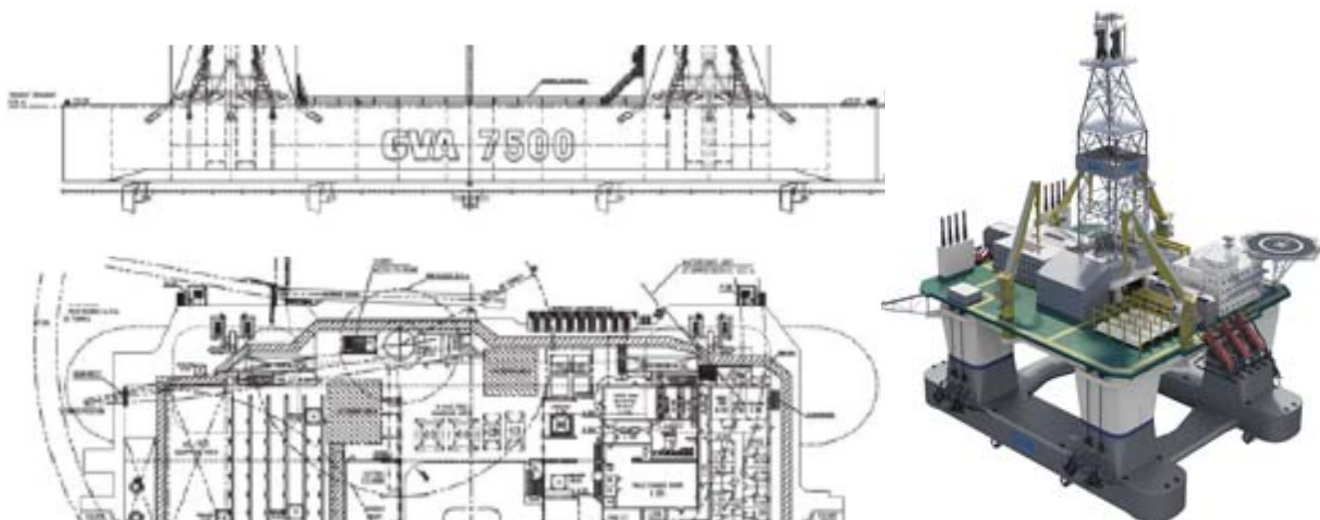


DISEÑO	Eslora pontones	Manga pontones	Puntal pontones	Desplazamiento operacional	Desplazamiento en tránsito	Velocidad tránsito
Frigstad D90	114.0 m	16.0 m	11.6 m	56860 t	41.776 t	9 kn

VDL	Calado operacional	Calado tránsito	Profundidad operacional	Profundidad perforación	Potencia total instalada	Propulsión. Thrusters
8100 t	23.6 m	11.6 m	12000 ft	50000 ft	62107 hp	8 x 5750 hp

2. EXTREMOS CICLARES

Los extremos de cada pontón se terminan en flotaciones con sección circular de diámetro coincidente con la manga de pontones. Tanto el fondo como la cubierta del bloque extremo suelen estar enrasados con los homónimos del pontón. Tanto el trancanil como el pantoque suele cantearse con una circunferencia de radio determinado, para mejorar las características hidrodinámicas y estructurales. En el caso del diseño GVA 7500, el desarrollo hidrodinámico en canal requirió la transición a unos pantoques rectos desde el pontón a los bloques extremos.

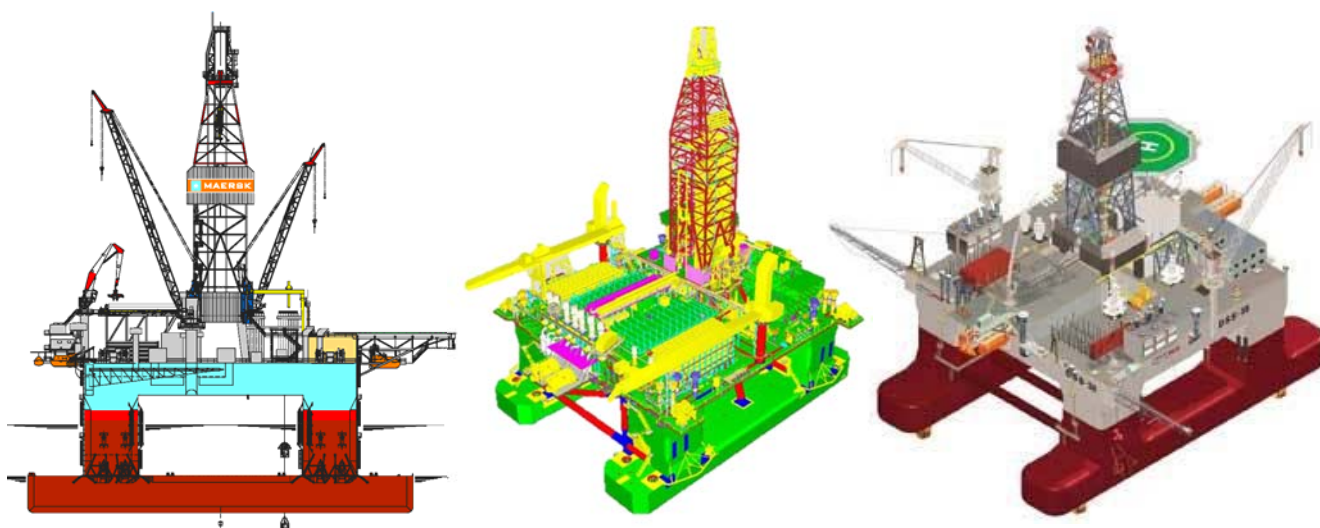


DISEÑO	Eslora pontones	Manga pontones	Puntal pontones	Desplazamiento operacional	Desplazamiento en transito	Velocidad transito
GVA 7500	108.8 m	16.0 m	10.2 m	55100 t	40500 t	6 kn
VDL	Calado operacional	Calado transito	Profundidad operacional	Profundidad perforación	Potencia total instalada	Propulsión. Thrusters
7500 t	23 m	9.94 m	10000 ft	37500 ft	59000 hp	8 x 5200 hp

3. EXTREMOS RECTOS

Los extremos de cada pontón se terminan en un mamparo recto, perpendicular al eje de crujía en el que los cantos de conexión con los mamparos de costado, fondo y cubierta del pontón se redondean con un radio constante, para mejorar las condiciones hidrodinámicas y de resistencia estructural. Otros diseños redondean el canto vertical de conexión entre costados y mamparo de proa con una sección circular o elíptica de mayor radio que los correspondientes a fondo y cubierta, con una mejora hidrodinámica. El extremo recto es el diseño más común usado por los grandes diseñadores, en toda la escala de desplazamientos y dimensiones, de fácil construcción, menor peso y mayor aprovechamiento del volumen interior.

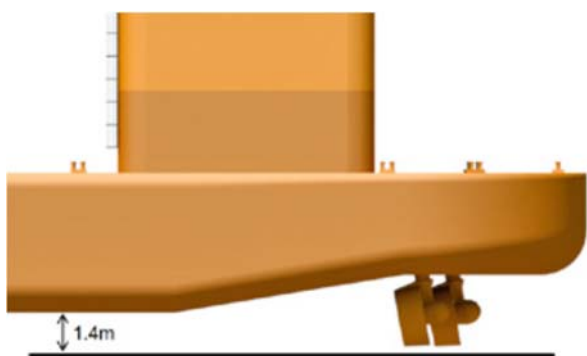
DISEÑO	Eslora pontones	Manga pontones	Puntal pontones	Desplazamiento operacional	Desplazamiento en transito	Velocidad transito
GUSTO DSS 21	115.0 m	18.0 m	10.0 m	53718 t	38960 t	6 kn
VDL	Calado operacional	Calado transito	Profundidad operacional	Profundidad perforación	Potencia total instalada	Propulsión. Thrusters
8500 t	20.5 m	9.70 m	10000 ft	32000 ft	52440 hp	8 x 5520 hp



4. VARIACIONES A LOS EXTREMOS RECTOS

HUISMAN en la clase ORION ha diseñado una variedad de extremos rectos con transición a los mamparos de costado en cada banda con semi-elipses. La cubierta del bloque extremo está enrasado con la cubierta del pontón, mientras que el fondo presenta una reducción de puntal, en transición desde la base de las columnas donde se localizan los thrusters, que se proyectan bajo la línea de base un mínimo de 1.4 m. Este diseño permite el varado en dique seco con los propulsores instalados y mínimo de tacos bajo quilla, atraque en puertos con calados someros y disminuir la resistencia de apéndices disminuyendo la resistencia al avance e incrementando la velocidad de tránsito.

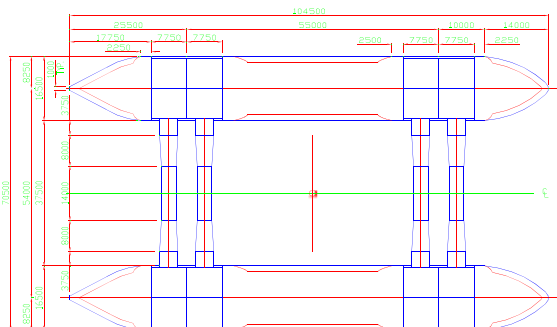
DISEÑO	Eslora pontones	Manga pontones	Puntal pontones	Desplazamiento operacional	Desplazamiento o en transito	Velocidad transito
HUISMAN ORION	103.2 m	16.0 m	10.0 m	49700 t	----- t	8 kn
VDL	Calado operacional	Calado transito	Profundidad operacional	Profundidad perforación	Potencia total instalada	Propulsión. Thrusters
9700 t	24.0 m	9.70 m	10000 ft	40000 ft	49350 hp	8 x 4960 hp



5. EXTREMOS MIXTOS.

No es habitual la disposición asimétrica de los extremos en unidades SSDRs, por sus condiciones de operación y estabilidad requeridas. Global Maritime en su modelo GG 4000 y GG 5000, ha reinterpretado esta máxima, y han diseñado flotadores asimétricos en los que la proa tiene líneas de agua con formas parabólicas en proa y triangulares en popa, con unos mamparos curvos suavizando la intersección con los costados y un codaste recto para romper los vórtices extremos. Tanto el fondo como la cubierta están en la misma rasante de los pontones. Estas unidades están diseñadas priorizando la capacidad de intervención de pozo, con lo que se requiere unas condiciones de navegación en tránsito mejoradas, así como la capacidad de navegar en aguas con hielo en flotación.

DISEÑO	Eslora pontones	Manga pontones	Puntal pontones	Desplazamiento operacional	Desplazamiento en tránsito	Velocidad tránsito
GG 5000	104.5 m	16.5 m	10.05 m	40710 t	30830 t	10 kn
VDL	Calado operacional	Calado tránsito	Profundidad operacional	Profundidad perforación	Potencia total instalada	Propulsión. Thrusters
5000 t	17.5 m	9.75 m	2500 ft	30000 ft	45830 hp	6 x 5244 hp



6. TENDENCIAS EN EL DISEÑO DE LOS EXTREMOS DE PONTONES

Se ha revisado las tendencias de los diseñadores de las unidades botadas en el siglo XXI, que servirá como base para el diseño inicial de los extremos de pontones en la fase de pre-dimensionamiento.

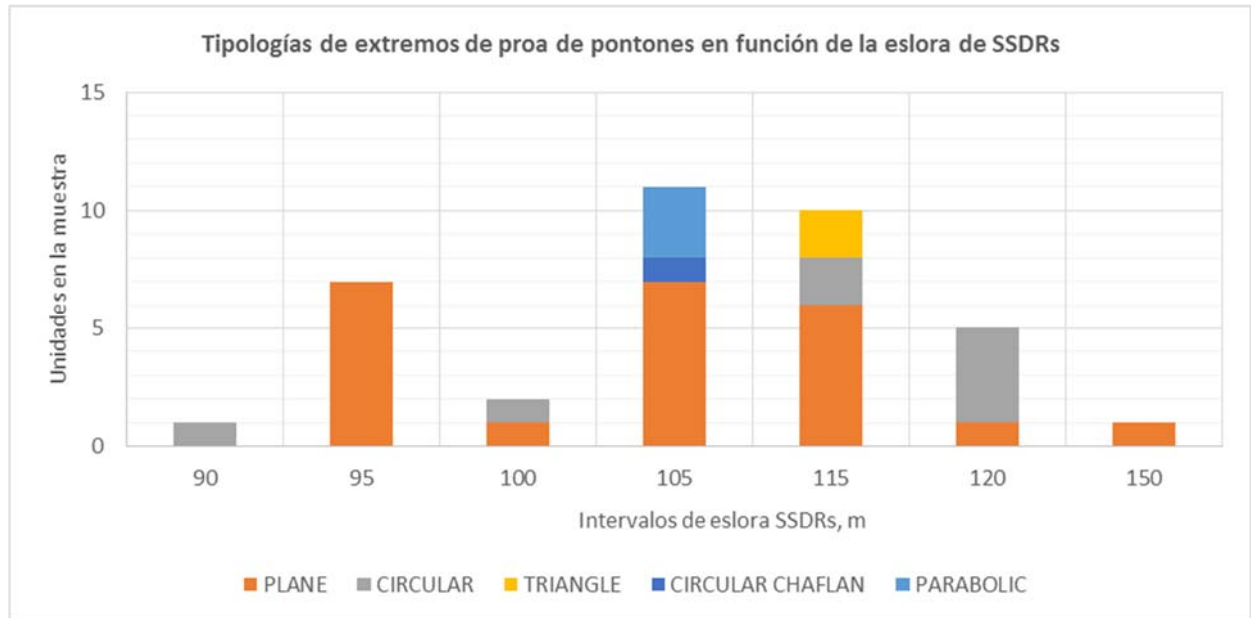
Entre las 98 entradas que componen la base de datos, se tiene información sobre sus extremos en 83 de ellos. Para estos la disposición de los extremos de proa se distribuye de la siguiente forma.

PLANE	38 SSDRs
CIRCULAR	31 SSDRs
TRIANGLE	2 SSDRs
CIRCULAR CHAFLAN	3 SSDRs
PARABOLIC	9 SSDRs

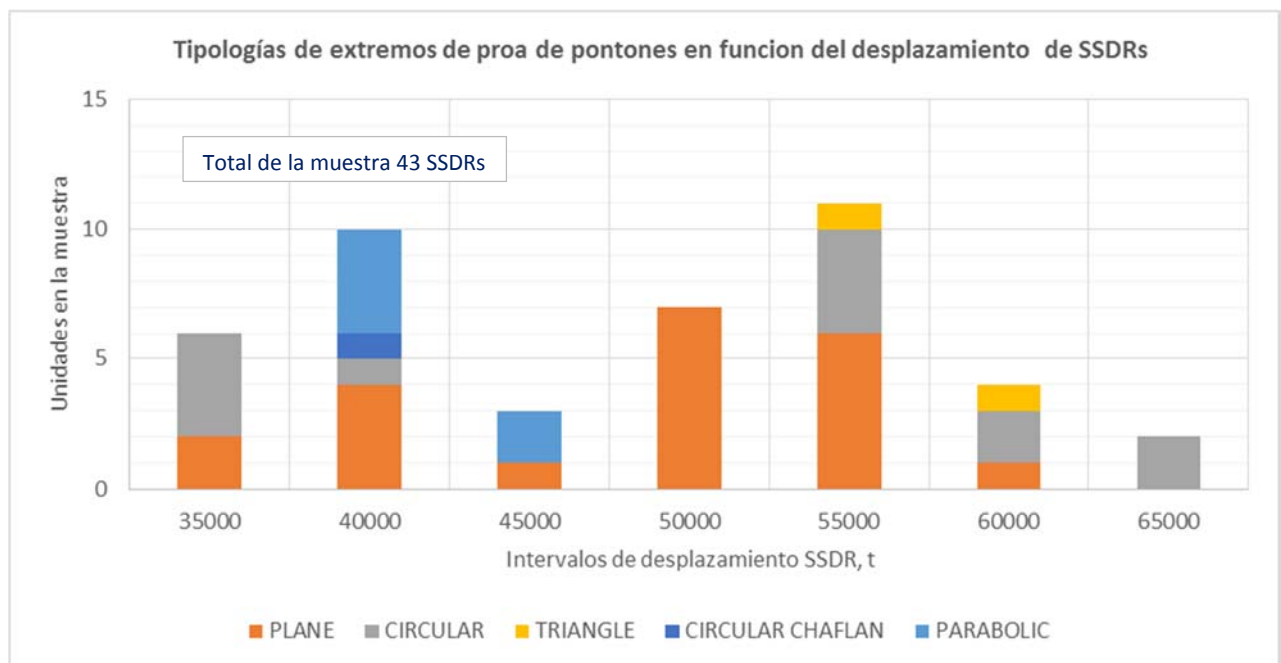
Se observa una prevalencia en el diseño de proas planas y circulares (con variantes).

Las nuevas construcciones de SSDRs con sistema de posicionamiento por amarres a fondeos, se han entregado en su totalidad con extremos de pontones planos, reservándose las proas mas hidrodinámicas para aquellas unidades auto-propulsadas y con sistemas de posicionamiento dinámico, donde también aparecen aquellas con extremos planos.

Si analizamos las formas de proas entre aquellas SSDRs de la muestra para las que tenemos datos, y representamos por tipología en función de la eslora de pontones de SSDR, se aprecia como la forma de extremos planos se distribuyen en un rango entre 95 a 150 m, se han considerado en un amplio espectro de dimensiones. La proa circular se extiende en toda la gama, hasta 120 m de eslora. Las proas parabólicas y triangulares se concentran en un segmento entre los 100 y 115 m de eslora, dimensiones que representan el margen de esloras sobre las que se está diseñando en gran medida en la actualidad, y que demuestra la tendencia incipiente de los nuevos diseños.

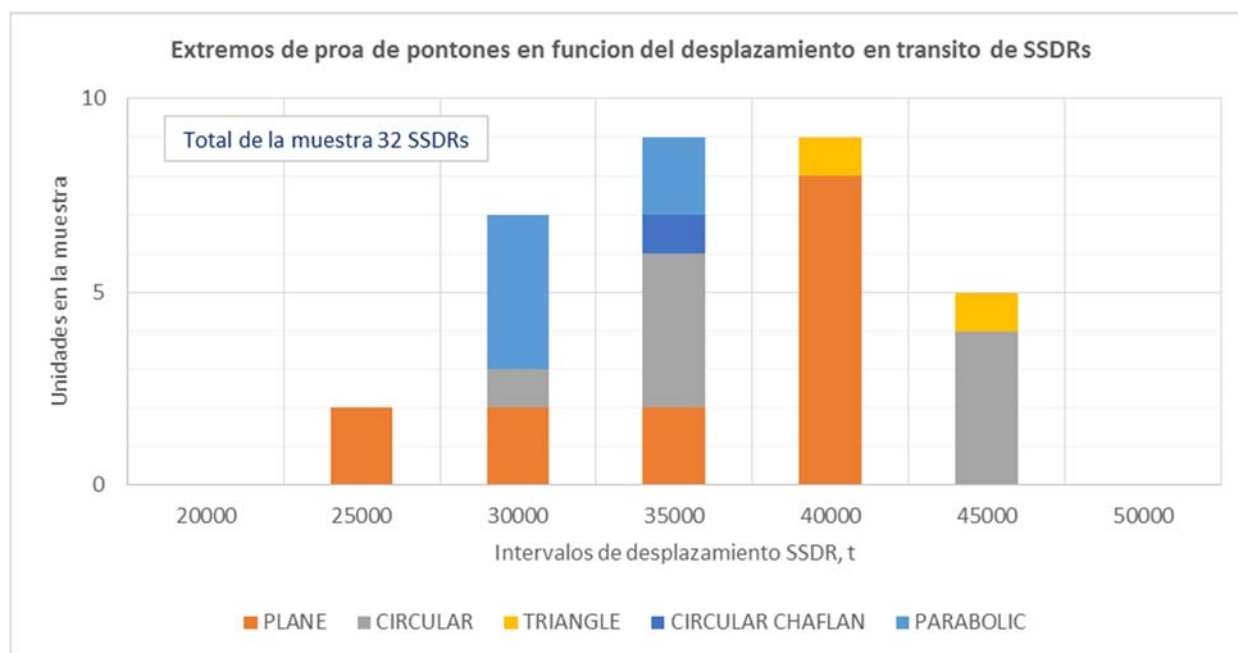


Clasificando la tipología de extremos respecto al desplazamiento en operación de las SSDRs (que nos da una idea de la distribución de volúmenes para proveer flotabilidad y condiciones marineras durante la operación), se observa que los extremos planos se distribuyen en todo el espectro hasta 60000 t. Las proas circulares se sitúan por encima de 50000 t y por debajo de 40000. Las proas triangulares se destinan a unidades de elevado desplazamiento, por encima de 50000 t. Las proas parabólicas se emplean en unidades de portes entre 35000 y 45000 t.

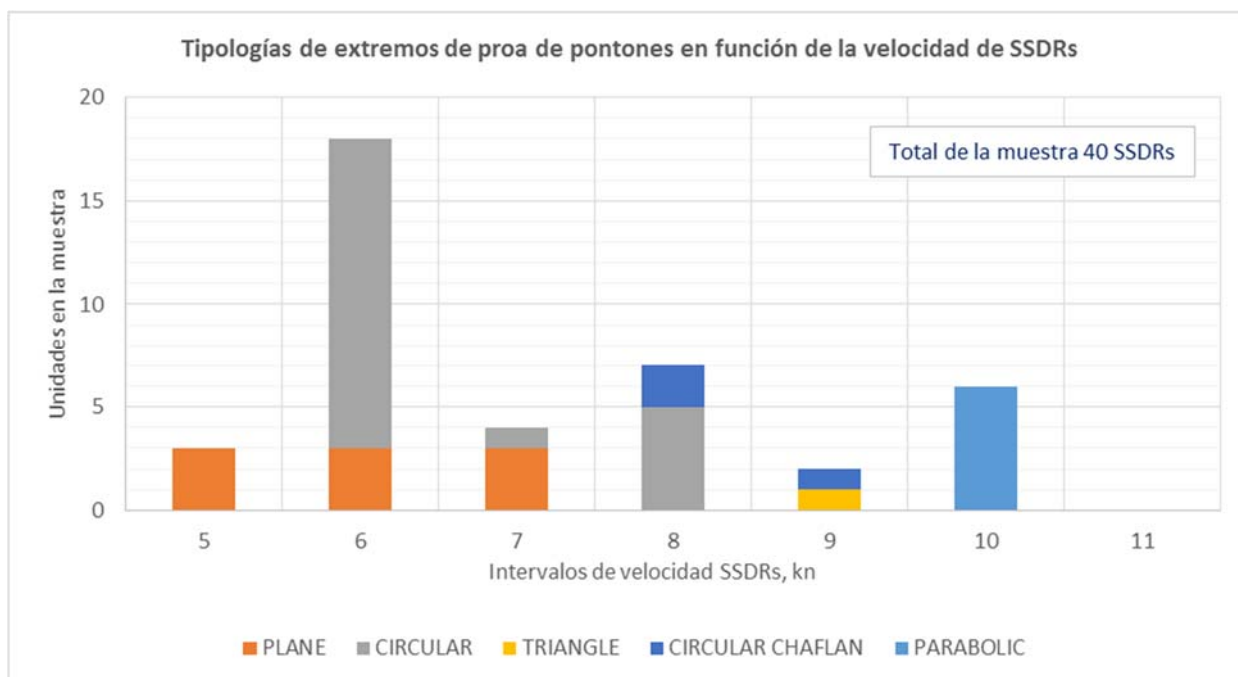


Si en esta ocasión analizamos respecto al desplazamiento de la SSDR en tránsito (que nos da idea del comportamiento hidrodinámico y de resistencia al avance), las proas triangulares se emplean en

desplazamientos entre 35000 y 45000 t, las proas rectas se han diseñado en SSDRs de hasta 40000 t, las proas parabólicas entre 25000 y 35000 t y la proa circular en portes medios y para los mayores entre 40000 y 45000 t.

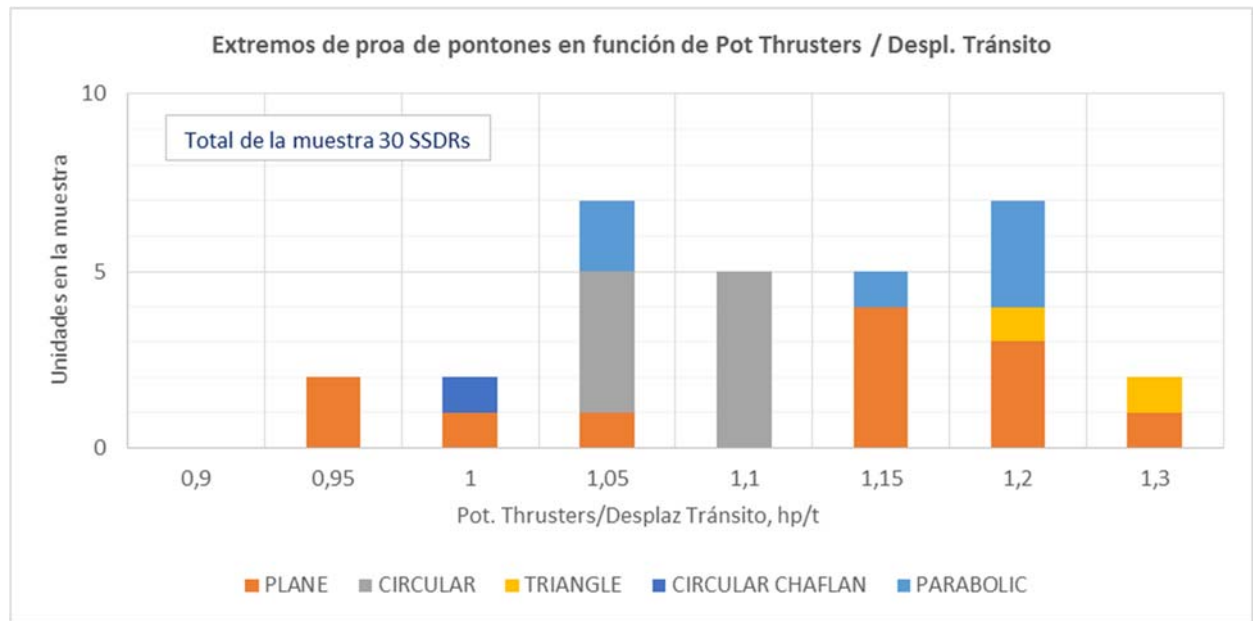


En el siguiente gráfico se ha representado la tipología de proas de pontones frente a la velocidad de tránsito de la SSDR. Se observa que las proas planas se emplean con velocidades de hasta 7 kn, la proa circular entre 6 y 8 kn y las proas más hidrodinámicas, triangulares y parabólicas en velocidades entre 8 y 10 kn. Las velocidades elevadas se destinan a unidades diseñadas con capacidad de intervención de pozo y “workover”, con tiempos de intervención reducidos, campañas más cortas, en un campo o entre campos petrolíferos aledaños.



Si consideramos una relación de eficiencia energética como es la potencia de propulsión instalada dividida por el desplazamiento en tránsito, en las 26 SSDRs de las que disponemos información, se observa que este parámetro varía entre 0.915 y 1.293 hp/t. El diseño de proa plana está presente en todo el rango. Los menores valores de un grupo de estas se atribuyen a su menor desplazamiento y velocidad. La proa triangular se sitúa en el extremo superior y las proas parabólicas están en un intervalo entre 1 y 1.2 hp/t. La proa circular se sitúa en un intervalo entre 1 y 1.1 hp/t, y centrado en los valores del resto de tipologías. Los valores obtenidos para las

proas circulares tienen relevancia ya que hacen referencia a cuatro diseños de SSDRs totalmente diferentes, de cuatro diferentes diseñadores, lo que marca una tendencia de diseño en la zona central de la dispersión.

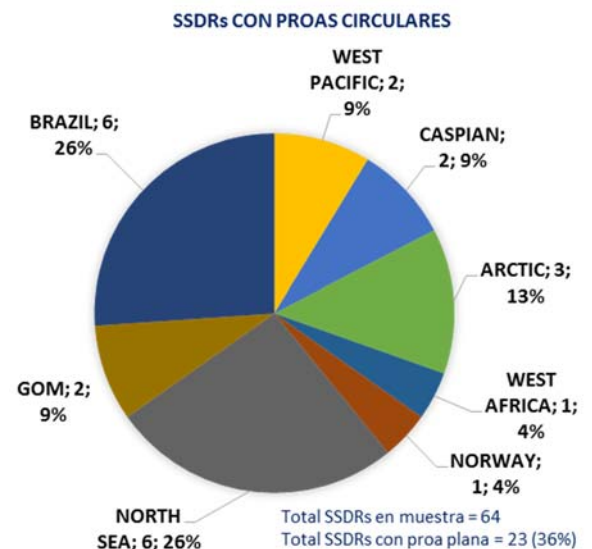
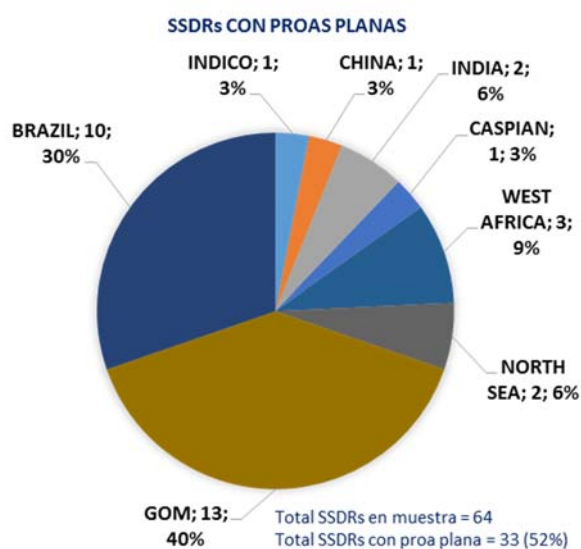


En la tabla siguiente se detallan las características de estos diseños para proas circulares.

DISEÑO	Eslora pontones	Desplazamiento tránsito	Desplazamiento operativo	Velocidad tránsito	Pot. Thruster/ Despl. tránsito	VDL
GVA 7500N	108.8 m	41300 t	56150 t	6 kn	1.069 hp/t	7500 t
MOSS CS-30	95.5 m	25453 t	35778 t	8 kn	1.074 hp/t	3900 t
AKER H6e	120.0 m	44500 t	64500 t	7 kn	1.079 hp/t	7000 t
GVA 4000 NCS	116.0 m	31560 t	54664 t	6 kn	1.049 hp/t	5000 t

7. LOCALIZACIONES OPERATIVAS Y SU INFLUENCIA EN LA TIPOLOGÍA DEL EXTREMO DE PONTÓN.

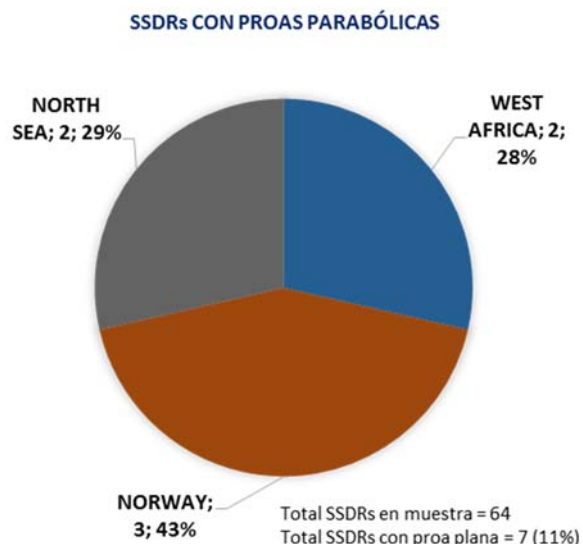
La distribución geográfica de las unidades en operación construidas y botadas desde principios del siglo XXI se han computado y presentado en gráficos para buscar tendencias en el diseño de los extremos de pontones. Las unidades se diseñan para un determinado ambiente marino, que determina sus características principales y



tipología constructiva. Las unidades diseñadas para los ambientes más exigentes, como Mar del Norte y Ártico, se distinguen de aquellas diseñadas específicamente para ambientes más bonancibles como los del Caspio o Mar de China, en su estructura, número de columnas, desplazamiento, espacio de cubierta, etc.

Los diseños de proa nos dan una idea de las condiciones marinas que son capaces de sobrellevar en operación estas unidades, como la presencia de hielo en flotación.

Los gráficos anteriores se han obtenido en base a una muestra de 64 SSDRs botadas después del 1 de enero de 2000. Las de proa plana son la mayor población con 33 unds (52%), seguida de las de proa circular con 23 unds (36%) y proas parabólicas con 7 unds (11%).



Las proas planas tienen presencia en todos los mares excepto Ártico y Mar de Noruega, con baja presencia en el mar del norte, 2 unds. El GOM está principalmente dotado con unidades de extremos planos. Brasil tiene paridad entre proas rectas y circulares. El Mar del Norte y Ártico está dominado por las unidades de extremos circulares y parabólicos, con mejor comportamiento en presencia de hielo.

Es de resaltar que los diseños de extremos ahusados, aunque como se han visto en lo anterior están concentrados en áreas de ambientes más duros, pueden ser de aplicación en mares menos restrictivos, aumentando la polivalencia de su diseño.

REFERENCIAS EN ESTE ANEXO.

1. Offshore.no website. <http://www.offshore.no/Prosjekter/riggdata.aspx>
2. Some design notes on semi-submersible and TLP.
<http://kimwhyechoong.wordpress.com/2013/08/25/some-design-considerations-for-the-semi-submersible/>
3. Base de datos de proyecto

2.3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA. GENERACIONES SSDRs

- 1. CRECIMIENTO DE LAS UNIDADES
DE PERFORACIÓN OFFSHORE**
- 2. GENERACIONES DE SSDRs**

**ANEXO I. GENERACIONES DE SSDRs.
EVOLUCIÓN EN SU DISEÑO**

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

EVOLUCIÓN HISTÓRICA. GENERACIONES SSDRs.

¹La historia de la perforación offshore comienza en 1897, 38 años después de que el Coronel Edwin Drake perforara el primer pozo petrolífero en 1859. H.L. Williams perforó el primer pozo sobre un muelle de madera en el Canal de Santa Bárbara en California. Sobre el muelle situó un equipo de perforación terrestre, junto a un campo existente. Cinco años más tarde había en esta misma área, 150 pozos perforados en el mar. En las costas de Baku, Azerbaijan, en el Mar Caspio en aquella misma década, se iniciaron las primeras perforaciones offshore de oriente. En 1921, se inició el uso de muelles sobre estructuras metálicas en Rincón y Elwood (California) como soporte de equipos de perforación terrestre. En 1932 una isla artificial sobre columnas de acero (18 x 27 m y 7.6 m sobre el mar) se construyó media milla mar adentro por una pequeña compañía petrolera, Indian Petroleum Corp. para soportar un equipo de perforación terrestre. Esta estructura fue destruida por una tormenta antes de completar el pozo, pero supone la precursora de las plataformas fijas Steel-Jacketed actuales. En 1938 se descubrió un campo offshore frente a las costas de Tejas, en el cual se perforó un pozo de 9000 ft (2740 m), usando un dique construido en madera. Con el inicio de la segunda guerra mundial, todas las actividades offshore en USA se detuvieron, comenzando nuevamente a su término. En 1945, el estado de Louisiana emitió una opción de renta sobre la explotación de un área marítima estatal del Golfo de México. California en 1955 permitió la exploración en su plataforma continental de reservas oil & gas. En estos tiempos, la perforación se debía de continuar solamente hasta que se consiguiera la presencia de crudo o gas. En ese momento, todas las perforaciones del campo han de detenerse y el taladro obturado con cemento.

La primera perforación sobre un flotador ocurrió en los pantanos de Louisiana a principio de los años treinta del siglo pasado, con el uso de pontones de poco calado. Estos pontones rectangulares con un pequeño hueco en el extremo de popa para las barras de perforación. Los pontones se remolcaban al lugar de perforación y posteriormente se fijaban en posición lastrando y posando el pontón en el fondo marino. El primer pozo offshore definido como fuera de la vista de tierra, se inició en 9 de Septiembre de 1947 con la asistencia de una plataforma auxiliar de perforación (TAD, Tender Assist Drilling) propiedad de Kerr McGee, en una profundidad de 15 ft (4.5 m) en el Golfo de México (GOM). La TAD se compuso sobre una pontona de la segunda guerra mundial de 79.2 x 14.6 m, que servía para acopios de materiales, suministro de energía y alojamiento. El equipo de perforación consistía en un winche de maniobra (draw-works), derrick (torre de maniobra) y equipos de izado, todo montado sobre una plataforma de madera fundada en el fondo marino.

The Breton Rig 20, diseñada por John T. Hayward, fué la mayor plataforma sumergible operativa en 1949, con la que se perforaron algunos de los primeros pozos en aguas abiertas en las costas de Louisiana. Esta era diferente a la empleada por Kerr McGee. Sobre esta plataforma se instalaban todos los equipos de perforación, pudiendo ser remolcada como una unidad completa. Esta plataforma tenía dos pontones estabilizadores, a cada lado de la plataforma, que al lastrarles se apoyaban sobre el fondo para inmovilizar la unidad para la perforación. Esto supuso el mayor avance porque elimina el coste y tiempo de construir plataformas sobre el fondo donde apoyar los equipos de perforación. Esta unidad era apta para perforación en aguas someras (menos de 6.5 m) y protegidas. *The Breton Rig 20* se podría clasificar como aspirante a la primera MODU (Mobile Offshore Drilling Unit).



²*The Breton Rig 20*

La primera MODU realmente concebida como tal fue la *Mr. Charlie*, diseñada y construida por Ocean Drilling and Exploration Co. (ODECO), gobernada por su inventor y presidente de ODECO, "Doc" Alden J. Laborde. La *Mr. Charlie* fue una plataforma sumergible construida especialmente para ser remolcada sobre su casco inferior,

¹ Petrowiki. History of offshore drilling units. http://petrowiki.org/History_of_offshore_drilling_units

² Plataforma de perforación de pantanos que se adaptó a la perforación en aguas abiertas de hasta 6.5 m de profundidad. http://offshoreindustry.blogspot.com.es/2010_09_01_archive.html

y una vez sobre la posición se iniciaba una secuencia de lastrado hasta que su apoyo sobre el fondo marino para empezar con las operaciones de perforación. Su diseño consta de dos pontones laterales sobre los que se disponen de 12 columnas cilíndricas. Sobre estas se disponen otras tantos spuds sobre los que trepa mediante un mecanismo hidráulico la estructura de cubierta a base de entramados de celosía. Una vez la pontona apoyada en el fondo, el sistema hidráulico eleva la cubierta para proveer un espacio seguro entre el mar y la plataforma de trabajo. Sobre cubierta se dispone el derrick, que para transporte se abate, y una vez en posición se erecta. Sobre la plataforma se disponen espacios para habilitación, operación y mantenimiento. Murphy Oil participó como inversor en la construcción de esta unidad en Alexander Shipyard.



³Mr. Charlie 1954

En 1954 inició su operación para Shell Oil en una profundidad de 12.2 m. Esta unidad se retiró en 1986, quedando como museo y centro de entrenamiento en Morgan City, Louisiana.

El aumento en el calado de la plataforma continental californiana, conforme se aleja de la costa, muy diferente a las suaves pendientes de la plataforma en el GOM, requería de soluciones diferentes a las adoptadas en las costas de Louisiana. En California se empezaron a instalar equipos de perforación sobre cascos de buques excedentes de la segunda guerra mundial, modificados para perforar en posición a flote, en comparación con las sumergibles apoyadas en el fondo del GOM. Antes de la cesión de derechos de explotación sobre campos oil and gas de 1955, las compañías perforaban con pequeños torres instaladas sobre el costado al centro de aquellos viejos cascos de la segunda guerra mundial. Estas plataformas no disponían de equipos de control de pozo ni capacidad para hacer encamisados de las perforaciones. Solo podían perforar a una profundidad diseñada con la idea de que si se perforaba una bolsa de hidrocarburo, parar e instalar un tapón de cemento que impida la salida del crudo o gas. Tras la obturación se desmontaba todo el equipo de perforación. Estos buques de perforación eran muy susceptibles a la acción de las olas, resultando altos balances, arfada y cabezadas, que hacían la operación altamente difícil.

Con la cesión del estado de California a la exploración y explotación de campos de crudo y gas en sus costas, el control de pozo y la necesidad de instalar encamisados en las perforaciones se volvió mandatorio para la explotación, y alentó el nacimiento de una nueva tecnología. La primera plataforma de perforación flotante en usar sistemas de control de pozo submarino fue la *Western Explorer*, propiedad de Chevron, la cual perforó su primer pozo en el canal de Santa Bárbara (al norte de los Angeles, California) en 1955. Otras plataformas siguieron a esta, en las que todas tenían preocupación por el medio ambiente y la tecnología que permitiera la perforación con mal tiempo. En 1956 el *CUSS 1*⁴ se construyó sobre el casco de-comisionado de un buque de la segunda guerra mundial. La unida construida por el grupo CUSS (Continental Union Shell and Superior Oil) tenía 79 m de eslora por 14.6 m de manga. El grupo CUSS se convertiría posteriormente en Global Santa Fe.



Western Explorer

Los primeros diseñadores no tenían ejemplos o experiencias previas en las que basarse, por lo que la novedad y la innovación se basaba en el día a día:

³ Mr.Charlie en el astillero antes de salir en su primer remolque, 1954. International Petroleum Museum & Exposition, Morgan City, Louisiana. <http://www.rigmuseum.com/history/pics3.html>

⁴ *CUSS 1*, fue la primera MODU con control submarino de pozo y sistema de posicionamiento dinámico. Se retiró en 1972. <http://misunderstoodmariner.blogspot.com.es/2011/09/dynamic-positioning.html>

- Convertidores de par en los winches de maniobra (draw-works) se usaron para compensar los movimientos de arfada.
- Se instalaron juntas cardans para compensar el balance y cabeceo en todos los elementos rotativos, como las líneas de perforación
- Se situó el derrick o torre de perforación en el centro del buque sobre un hueco practicado en el casco llamado “moon-pool”, con acceso directo al fondo marino.
- Se instalaron los primeros BOPs (Blowout Preventers) encapsulados en el fondo marino.
- La re-entrada en el pozo se hacía a través de un embudo por encima de un cabezal giratorio, sin tubo ascendente hasta la plataforma (*riserless*).
- Se integraron en el casco de la plataforma los tanques de lodo de perforación.
- Se agregaron espacios de habilitación.

El desarrollo de cada unidad se hacía partiendo de cero, sobre un papel en blanco.

La *Humble SM-1* propiedad de *Humble Oil and Refining Co.* (hoy conocida como *ExxonMobil*) perforó 65 pozos en 1960, para un coste total de 11.74 \$/ft en una profundidad media de 159 ft (48.5 m) y una profundidad de perforación de 5000 ft (1524 m), al doble del coste de la perforación en tierra. La *Humble SM-1* tardó como media 8.93 días en perforar cada pozo a 324 ft/día (98.8 m/día). La unidad se undió en 1961 cuando estaba alquilada a otro operador. Como insistencia de las compañías de seguros, American Bureau of Shipping, ABS, redactó e implementó en 1968 el primer código, normas y regulaciones concernientes al diseño, construcción e inspección de cascos para MODUs.

Con la *Mr. Charlie* (apoyada en el fondo) y la *Western Explorer* (flotante) como las primeras MODUs, otro concepto de MODU apareció en la forma de “Jack-ups”. Este tipo de unidad flota hasta la zona de perforación con un casco donde se disponen múltiples patas que se extienden bajo su fondo. Una vez en la localización, las patas se extienden hasta el fondo del océano a través de los huecos practicados en el casco, impulsados por accionamientos eléctricos o hidráulicos. Una vez fijas las patas en el fondo, todo el casco se apoya en ellas para elevarse sobre el mar presentando una plataforma estable para las labores de perforación. La primera Jack-up, “*Gus I*” fue construida en 1954. Las primeras Jack-ups se construyeron con 6 y 8 patas., evolucionando después a 4 patas. Actualmente las Jack-ups disponen de 3 patas solamente. La compañía *Le Tourneau Co.* fundada por *Zapata Corp.* construyó en 1956 la “*Scorpion*” la primera Jack-up con patas de celosía (no de secciones cerradas), diseño que es de aplicación en la actualidad.

La mayor evolución en el diseño de las Jack-ups fue la introducción de la cubierta de perforación en cantiléver a finales de los setenta y principio de los ochenta del pasado siglo. Como las plataformas fijas de producción se hacían cada vez mayores, las Jack-ups no podían acceder con su equipo de perforación sobre la vertical del pozo en la plataforma fija para perforar. En cambio, los cantilevers pueden deslizarse hacia la banda sobre la plataforma fija tras situarse a su costado y elevarse por encima de ella. Junto a las estructuras de los cantilevers, todas las Jack-ups tenían ranuras situadas a popa del casco para que durante el remolque este cantiléver se deslice hacia el interior del casco para incrementar la estabilidad. Esta práctica es de uso habitual en la actualidad en este tipo de unidades. Tras su aparición, la proliferación de las Jack-ups fue imparable, convirtiéndose en la plataforma más flexible y capaz para el desarrollo offshore en aguas someras de la época. El rango de profundidades de operación estaba entre los 46 y 92 metros. La carga variable de cubierta, VDL estaba entre 1585 y 2268 t.



⁵ Adriatic VI, Le Tourneau 116-C

⁵ El diseño de Le Tourneau con cantiléver permite situar la torre de perforación por encima del pozo para labores de mantenimiento y perforación de nuevos pozos. Adriatic VI, 1981. <http://www.shelfdrilling.com/fleet-gsfadriaticvi.html>

A Finales de los años noventa, se diseñaron y construyeron las clases “Premium” y “Enhanced”, con las siguientes características.

- podían portar mayor carga variable de cubierta, $VDL \geq 3175$ t.
- podían perforar en aguas profundas de más de 122 m.
- equipos de perforación más potentes, bombas de fangos de 520 bar e izados hasta 750 t.
- cantiléver con alcance de hasta 21.3 m
- cantiléver con mayor capacidad de carga, ≥ 1140 t.

El concepto TAD (Tender Assist Drilling unit), unidad auxiliar para soporte a la perforación se usó anteriormente para perforar los primeros pozos offshore fuera de vista de costa, como se comentó anteriormente. Inicialmente usados como método de exploración, estas unidades se sometieron a un desarrollo tecnológico. Las primeras TAD fueron diseñadas como pontones, pero actualmente tienen formas fusiformes como los cascos de buques, para mejorar su velocidad de movilización. Básicamente el equipo completo de perforación (DES, Drilling Equipment Set) consistente en un derrick, equipo de izado, BOPs y algunos equipos de filtrado de fangos de perforación se localizan en una plataforma fija. El resto de equipos auxiliares de perforación se localizan en el TAD amarrado a la plataforma fija:

- Tanques de fangos de perforación
- Bombas para fangos
- Generadores eléctricos y suministro de energía
- Almacenamiento de tubería de perforación y camisas de pozo.
- Almacenamiento de consumibles a granel, como cemento, barita o bentonita
- Acomodación del personal de operación
- Combustible
- Agua de perforación

Esto hace mucho más económica la perforación de pozos desde pequeñas plataformas fijas, aunque solo será de aplicación en presencia de mal tiempo. Hoy, la operación con TADs monocascos o pontonas, se ha restringido a áreas con condiciones de mares calmos o benignos de extremo oriente y el oeste de África.

En 1992 se convirtió la primera unidad semi-sumergible en TAD, “Seahawk” el casco de una semi-sumergible tiene mejores características para mantener la posición y respuesta a acciones exteriores que los monocascos, por sus cascos sumergidos a gran calado y baja área de flotación, así como una plataforma de trabajo elevada. Por ello los TADs han encontrado un nuevo mercado con cascos semis, en las plataformas fondeadas en grandes calados como SPARs, TLPs y DWFP (Deep Water Fixed Platforms).



⁶Seahawk TAD junta a la TLP HESS

1. CRECIMIENTO DE LAS UNIDADES DE PERFORACIÓN OFFSHORE.

La industria estaba establecida y se empezaba a desarrollar desde los años cincuenta, con numerosos operadores queriendo entrar en el negocio con la propiedad de plataformas, en las operaciones de perforación, y la aparición de nuevos contratistas de perforación cada año. A principios de 1960, Shell Oil vio la necesidad de

⁶ La TAD semi-sumergible “Seahawk” de Atwood Oceanics, asistiendo a la perforación en una mini TLP, HESS en Okume Field de Guinea Ecuatorial. <https://www.drillingcontractor.org/despite-weak-spots-contractors-see-decent-prospects-in-west-africa-offshore-angola-ghana-6904>

tener una plataforma con mejores condiciones maríneas, libre de movimientos inducidos por el mar, en aguas más profundas y con mayores tormentas del GOM. Shell se dio cuenta que con sumergibles como la *Mr. Charlie*, entre las que existían unas 30 unidades similares, tenían se movían más por acción del mar que los monoscacos. Se ideó poner anclas en una sumergible, a imagen de algunas tecnologías usadas en California para los equipos submarinos, y convertir una sumergible en lo que ahora es conocido como semi-sumergible. En 1961, la sumergible “*Bluewater*” se convirtió en una unidad semi-sumergible en medio de un gran secreto tecnológico, que Shell vendería posteriormente en conferencias tecnológicas que tasó en 100.000 \$ por participante.

A continuación apareció la “*Ocean Driller*”, la primera semi-sumergible construida desde la quilla como tal por ODECO, que empezó sus trabajos para Texaco en 1963, con el sistema de fondeo y el equipo submarino propiedad del operador como era común en los años sesenta. La unidad se diseñó para una profundidad de 91.4 m. Se hicieron ensayos con el modelo en la piscina de casa del director de ODECO.

La mayoría de las primeras semis construidas de primera generación, podían posarse sobre su casco en el fondo marino, como la “*Ocean Driller*” o perforar en flotación. Las formas del casco varían ampliamente con el diseñador. En el siguiente apartado 1.3.2.2, se hará un detallado repaso sobre la evolución generacional de las SSDRs.

La industria de la perforación offshore ha evolucionado en rachas constructivas y de mejoras de diseño en sus 60 años de historia. La primera fase fue la concepción de la MODU in la mitad de los años cincuenta seguido por un periodo de construcción de nuevas unidades, de forma moderada hasta los mediados de los sesenta. A principio de los setenta había un número significativo de Jack-ups y semi-sumergibles construidas. Sin embargo el mayor auge en la construcción de unidades de finales de los setenta y principios de los ochenta igualó las unidades hasta entonces construidas. A finales de los ochenta, un número importante de contratistas de perforación offshore comenzó la actualización de sus plataformas de perforación construidas en los setenta y primeros ochenta, para operar en aguas de mayor profundidad, ambientes más duros y mejorar sus equipos de perforación, incluso mejores que las plataformas de nueva construcción. El porqué de esta ola de actualizaciones fue que el coste y el tiempo de entrega de unidades reformadas se dividen por dos frente al coste y plazo de entrega de una nueva construcción. Algunos contratistas construyeron sus negocios en unidades reformadas, sin adquirir tan solo una unidad de nueva construcción.

Desde la crisis del petróleo y el gas de mediados de los ochenta, las nuevas construcciones rebrotaron a finales de los noventa. Fusiones entre contratistas y adquisiciones de plataformas en uso dominaron la industria desde mediados de los ochenta a mediados de los noventa. Un contratista, Global Santa Fe, mensualmente publicaba la relación entre la tarifa diaria de explotación y el coste de construir una nueva unidad, en valores porcentuales. El valor 100% indicaba que se podía construir una nueva unidad de manera rentable. Sin embargo, el porcentaje se deslizaba entre el 40% y el 60% en los últimos 15 años, con picos del 80%. Por su naturaleza la actividad de perforación se basa en una previsión optimista de futuro que no tiene porqué mostrar siempre un retorno de la inversión en términos de nuevas construcciones o conversiones. El negocio de los contratos de perforación ha sido históricamente conservativo y no ha seguido generalmente las reglas aceptadas de la inversión.

A principio del nuevo siglo XXI la media de edad de la flota era de más de 20 años, con algunas unidades con más de 30 años de antigüedad. Pocas tenían menos de 5 años. Algunas habían sido actualizadas o modernizadas, consiguiendo una extensión de vida útil, con esto, con buen mantenimiento y cuidado en la operación del casco, siempre y cuando la plataforma no se haya quedado tecnológicamente obsoleta, pueden extender su vida total a más de 40 años, siguiendo la idea del negocio en el mundo del dragado marino.

El término tecnológicamente obsoleta, se referirá a cada momento de la vida útil de la unidad y a los requerimientos de explotación de la industria en cada momento. Actualmente, una plataforma tecnológicamente obsoleta es aquella que no dispone de:

- Top drive. Este es un sistema alternativo al clásico de mesa rotativa, que proporciona par a la columna de perforación, y esta a su vez al bit (boca taladradora), y se localiza junto al swivel, desplazándose en vertical a lo largo del derrick. La ventaja es la capacidad de perforar con tramos mayores que la mesa

rotativa, reduciendo el tiempo de ejecución al disminuir las uniones y menor riesgo de quedar atrapada la línea de perforación.

- Sistemas de control de sólidos de fangos de perforación.
- Equipos automatizados de maniobra de tubulares, reduciendo la actividad manual.
- Potencia instalada suficiente para mover todos los equipos instalados

El futuro augura un crecimiento del negocio de la perforación offshore, con énfasis en los avances técnicos para reducir los costes de perforación. La industria ha demostrado que se puede perforar en profundidades de más de 10.000 ft (3.048 m), operando en los ambientes más severos, aunque a un coste demasiado elevado, de más de 450.000 \$/día. Es muy difícil justificar la apertura de pozos cuyo costo está dirigido por los riesgos que presentan la perforación de lo desconocido. El reto de la industria offshore es perforar con seguridad y economía, lo que significa “Tecnología Económica”, con seguridad, respeto al medio ambiente y a la salud de las personas, donde todos ellos juegan un papel importante.

2. GENERACIONES DE SSDRs.

Las plataformas de perforación semi-sumergibles, SSDRs, se incorporaron a la industria de perforación offshore en los años sesenta del pasado siglo. La industria se refiere a varias generaciones de SSDRs que se limitan parcialmente atendiendo a tres conceptos principales:

- Periodo de construcción o de actualización en su caso
- Capacidades de operación, perforación, y el equipo submarino disponible a bordo
- Profundidad marina de operación

Estos conceptos son interdependientes. Desde los orígenes de la exploración offshore la profundidad marina de explotación de campos offshore, así como la profundidad de perforación, se ha ido incrementando, lo que ha requerido avances tecnológicos capaces de atender los nuevos requerimientos. Pese a todo no hay una uniformidad en las fuentes consultadas en cuanto a los límites temporales asignados a cada generación, aunque si es unánime la diferencia clara entre seis generaciones. En el siguiente cuadro se han incluido los límites de las diferentes generaciones. VDL (Variable Deck Load) es la carga variable de cubierta que puede portar en el calado de operación, durante las actividades de perforación, cuando se lastra la unidad hasta su máximo calado. Está relacionada con la capacidad del equipo que se dispone sobre cubierta y los materiales que se requieren para alcanzar los límites de perforación, como la tubería de perforación, risers, etc. El sistema de posicionamiento es el que emplea la unidad para mantener su posición fija respecto al fondo marino durante las actividades de perforación, admitiéndose desviaciones que están en función de la profundidad.

GENERACIONES SSDRs

GENERACIÓN	Periodo de Construcción	Profundidades marinas de operación máximas		VDL	Posicionamiento
		m	ft		
1ª GEN.	1962 a 1969	180 a 240	600 a 800	1000 a 2000	Amarre a fondeos ⁽¹⁾
2ª GEN.	1970 a 1981	300 a 500	1000 a 1500	2300 a 3300	Amarre a fondeos ⁽¹⁾
3ª GEN.	1982 a 1986	500 a 760	1500 a 2500	3800 a 4500	Amarre a fondeos ⁽¹⁾
4ª GEN.	1987 a 1998	1065 a 2130	3500 a 7000	3500 a 5000	Amarre a fondeos ⁽¹⁾ o DPS2
5ª GEN.	1999 a 2005	2290 a 3050	7500 a 10000	5000 a 8000	DPS2 ⁽²⁾
6ª GEN.	2006 a	3050 a 3660	10000 a 12000	7000 a 8500	DPS3 ⁽²⁾

Ref. PETEX, 2005; Keener et al., 2003.

⁽¹⁾ El sistema de fondeo compuesto por cadena hasta la 3ª generación. Posteriormente se emplea un sistema combinado de cadena en el fondo y cable de acero conectado a winches en la SSDR.

⁽²⁾ En algunas unidades se incluye posicionamiento por amarre a fondeos como alternativa o suplemento

La definición y asignación a una determinada generación es importante para el contrato de exploración offshore. La designación de la generación de una SSDR es usada durante las negociaciones en el contrato de perforación, análisis y evaluación de flota, así como para varios estudios y previsiones de mercado por contratistas, clientes e instituciones de control y estadística. El avance de cada nueva generación de semi-sumergibles llegó tras un parón en la construcción de plataformas como consecuencia de un sobre-suministro de semi-sumergibles. Cada generación subsecuente ofrece significantes avances tecnológicos en términos de diseño y capacidades. Adicionalmente las modernizaciones y modificaciones de semis existentes, como el incremento de la profundidad marina operativa o la actualización de su equipo, pueden impulsar una semi de una generación determinada hacia una generación superior.

Tras un extensivo muestreo del sector en 1999, ODS-Petrodata (IHS-Petrodata en la actualidad) asignó a cada semi-sumergible de la flota mundial una generación, en base al año de construcción y considerando además la profundidad marina en la que es capaz de operar, carga variable de cubierta y otros parámetros. ODS-Petrodata dio un formato a la designación usando un sistema G1/G2, en la que G1 representa la generación de la semi en términos del año de construcción y G2 indica la generación por capacidades operativas. Algunas SSDRs han sido diseñadas y construidas en el periodo o bajo los requerimientos de una determinada generación y tras pasar por un proceso de mejora (Upgrade) o modernización, se ha incluido en una generación posterior en cuyos límites opera. Así muchas de las semis construidas a finales de los 70, se modificaron para operar en profundidades por encima de 1000 m, designándose como generación 2/4.

En el siguiente cuadro se representa la evolución de las distintas generaciones en base a sus principales parámetros. En negrita se ha resaltado las características operativas sobre las que han evolucionado las diferentes generaciones, profundidad marina de operación y VDL

SSDR	Bluewater 3	Nortrym	Sovereign Explorer	Transocean Leader	Development Driller II	Scarabeo 9
Generación	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Año de Construcción	1966	1976	1984	1987/1997	2004	2011
Profundidad marina de operación <i>m (ft)</i>	183 (600)	305 (1000)	914 (3000)	1370 (4500)	2286 (7500)	3657 (12000)
Profundidad de perforación <i>m (ft)</i>	7620 (25000)	7620 (25000)	7620 (25000)	7620 (25000)	11430 (37500)	15240 (50000)
Eslora <i>m (ft)</i>	67	108	80	77	98.8	115
Manga <i>m (ft)</i>	60	67	75	67	78.6	80
VDL. t	1500	2500	3900	5069	7716	8100
Habilitación, personas	68	89	104	100	152	200
Fango líquido de perforación <i>m³ (bbls)</i>	190 (1200)	230 (1440)	366 (2300)	2182 (13730)	3020 (19000)	2368 (14900)
Bombas de fangos de perforación	2	3	2	3	4	4
Carga bajo gancho del derrick <i>t (pounds)</i>	N/A	590 (1300000)	635 (1400000)	680 (1500000)	907 (2000000)	907 (2000000)
BOP rating <i>bar (psi)</i>	689 (10000)	689 (10000)	1034 (15000)	1034 (15000)	1034 (15000)	1034 (15000)

Composición del autor en base a: Ref. 2. & Offshore Magazine, July 2006
Saipem. Sacarabeo 9 Brochure, 2013

De la primera generación, casi ninguna se ha escapado del desguace.

Las semis de segunda generación fueron la base de actualización a cuarta y quinta generación. Se aprovechaba su casco y se actualizaban los equipos de perforación, compartimentación para lastres y carga de consumibles, acomodación y sistema de posicionamiento. La mayoría de las unidades de esta generación se actualizaron para operar a 2000 ft, 610 m de profundidad.

Un ejemplo es la **Ocean Baroness**, construida en 1972, segunda generación, y actualizada a quinta generación en 2001 por un coste de 180 MM USD.⁷ La actualización incluyó mejoras en la estabilidad, sistemas de auto estibado para las líneas de fondeo, incremento a 6200 t de VDL, BOP de 15000 PSI, sistema multiplex de control de risers, instalación de grúa de gran capacidad, incremento del área en cubierta de bodega, nuevo moon-pool más grande y profundidad de operación hasta 6000 ft (1828 m).

La tercera generación, es la más común de las que operan en la actualidad, entre las que predomina el diseño Aker H3. Este diseño era más resistente que los diseños anteriores, capaces de funcionar en los entornos más duros del Mar del Norte y en profundidades medias del Golfo de México.

La cuarta generación es el resultado de un rápido desarrollo de la tercera generación de Semis. Se construyeron un pequeño número de unidades, 13. Este pequeño número se distinguió por su incremento en la carga variable de cubierta, VDL entre 4500 y 7000 t, así como la capacidad para operar en ambientes duros del este de Canadá y el oeste de Europa.

Los años 90 se caracterizaron por los programas de modernización, particularmente las construidas bajo la tercera generación, incrementando la profundidad de operación en ambientes duros y mayor profundidad.

Cuando la modernización de las viejas SSDRs se veía limitado por el diseño original, con limitaciones en variables como son el desplazamiento y la superficie de cubierta, se dio paso a una nueva generación de SSDRs. Las semis de quinta generación como la RBS-8D, se caracterizan por un mayor desplazamiento y un equipo con mayor capacidad de operación, para perforar con mayores diámetros. Esta quinta generación incluye en su diseño el posicionamiento dinámico con propulsores azimutales. La inclusión de sistemas de tensión automática para risers, incremento en la capacidad de izado bajo el derrick, incremento en los volúmenes de fangos de perforación e incremento en VDL se implementan igualmente en esta generación.

La sexta generación supone una evolución hacia una operación más autónoma en ambientes duros e incluso en zonas sub-árticas y árticas, en aguas ultra-profundas de más de 3000 m. El posicionamiento dinámico, la winterización (proceso de protección ambiental contra el frío y viento) y la operación dual son constantes en los diseños de esta generación.

En ANEXO 1 al final de este apartado, se incluye un cuadro resumen con los diseños más significativos de cada generación.

En el cuadro incluido a continuación se detallan las características y evoluciones técnicas más significativas en cada una de las generaciones de SSDRs.

⁷ Oil & Gas Journal, 8/8/2000. <http://www.ogj.com/articles/2000/08/diamond-offshore-to-upgrade-ocean-baroness-semi.html>







EVOLUCION TÉCNICA EN LAS GENERACIONES DE SSDRS.

GEN.	Periodo de Construcción	Posicionamiento
1ª GEN.	1962 a 1969	<ol style="list-style-type: none"> 1. En 1961 Shell Oil convierte una plataforma sumergible en la primera SSDR, para operar en el GoM, la Blue Water Rig Nº 1 2. Aparecen las primeras SSDRs construidas desde la quilla para tal fin. 3. El diseño del casco se caracteriza por presentar múltiples pontones conectados a múltiples columnas de dimensiones diferentes, cilíndricas o troncocónicas, sobre la que se dispone la cubierta. 4. Las columnas de los extremos siempre son de mayores dimensiones para proveer estabilidad. Columnas de gran esbeltez. 5. Se incorporan gran cantidad de soportes tubulares para rigidizar, entre las columnas y entre las columnas y la cubierta. 6. La cubierta se construye con un entramado de perfiles soportados en las columnas y bracings desde estas, sobre el que se dispone la plancha del piso. 7. Son unidades remolcadas, fondeadas para mantener su posición 8. Este periodo destaca por la falta de tecnología consistente en el diseño adaptado a los requerimientos operativos. 9. Solo unas pocas unidades se han salvado del soplete. Estas han sufrido modernizaciones o se han convertido en otro tipo de servicios.
2ª GEN.	1970 a 1981	<ol style="list-style-type: none"> 1. Las unidades de esta generación son la base para actualizaciones de SSDRs a la 4ª generación. 2. Estructura de cubierta sobre columnas construida a base de entramado de vigas sobre la que se dispone la plancha de forro. 3. Sistemas de amarre más sofisticados 4. Nuevos equipos submarinos para perforación y prevención de fugas en los pozos. 5. Desplazamiento operativo de hasta 19.000 t.
3ª GEN.	1982 a 1986	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se incrementa la profundidad operativa y las estructuras se diseñan para ambientes cada vez más severos. 2. Incremento del desplazamiento operativo hasta las 40.000 t.
4ª GEN.	1987 a 1998	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se produce un incremento significativo de VDLs, desde 4500 a 7000 t. 2. Se diseñan unidades para operación en ambientes duros del este de Canada y el oeste europeo.
4ª GEN.	Modernización 1990 a 1997	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se acometen modernizaciones de unidades de 2ª y 3ª generación para adaptarlas a los nuevos requisitos de explotación, que se justifica en el ahorro en la construcción de un casco nuevo. 2. Se incrementa la capacidad de perforación hasta los 3050 metros de profundidad. 3. Se implementan los primeros sistemas de amarre asistido con DPS 4. Se instalan sistemas de control de tensión de risers, se incrementa la capacidad de elevación del winche de derrick (draw-works), se incrementan las capacidades de fangos de perforación.

GEN.	Periodo de Construcción	Posicionamiento
5ª GEN.	1999 a 2005	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se incrementa el desplazamiento de las unidades, por encima de 50000 t. 2. Se generaliza el posicionamiento dinámico, DPS 2 y se empieza a instalar DPS 3 3. Aparecen nuevos equipos de perforación capaces de perforar grandes diámetros de hasta 36" 4. Diseño de unidades y equipos para ambientes extremos 5. Se incrementan las tensiones sobre los risers y se diseñan compensadores mayores.
6ª GEN.	2006 a	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aparecen unidades con mayor autonomía de operación en condiciones de mar extremas, con mejores respuestas a las acciones del mar. 2. Se incrementan los desplazamientos y calados de operación 3. Se diseñan unidades para operación en aguas ultra-profundas, de mas de 3500 m. 4. Se diseñan unidades para operación en zonas árticas y sub-árticas, con total autonomía.

ANEXO 1






GENERACIONES DE SSDRs. EVOLUCIÓN EN SU DISEÑO






GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie	
1ª GEN. 1962 a 1969	1	Blue Water	Shell Oil	Shell Oil	Blue Water Rig No 1 1961 Shell Oil	
	2	Ocean Driller	Alden J. Laborde	ODECO Ocean Drilling & Exploration Company	Ocean Driller 1963	
	5	Ocean Queen	ODECO	ODECO Ocean Drilling & Exploration Company	Ocean Prince 1965	
	12	Sedco 135	Earl & Wright	Sedco Forex	Sedco 135-E 1965	
2ª GEN. 1970 a 1981	11	Pentagone	FOREX NEPTUNE IFP	TOTAL	Pentagone 84 1974	
	11	Ocean Victory	ODECO	Diamond offshore Drilling	Ocean Victory 1972	





GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie	
2ª GEN. 1970 a 1981	11	Sedco 700	Earl & Wright	SEDCO	Sedco 700 1973	
	30	Aker H-3	Aker	Dolphin Drilling Aberdeen	Borgny Dolphin 1977	
	5	L-900 Pacesetter	Friede & Goldman	Songa Offshore	Songa Venus 1975	
	6	New Era	Korkut	Diamond Offshore Drilling	Ocean New Era 1974	
3ª GEN. 1982 a 1986	33	Enhanced Pacesetter	Friede & Goldman	ENSCO	ENSCO 5005 1982	
	5	AKER H-3.2	AKER	Global Santa Fe	Bow Drill 3 1984	

GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie
3ª GEN.	3	GVA 4000	GVA	Transocean Inc.	Ocean Odyssey (Ex Treasure Saga) 1982
	2	ODYSSEY	ODECO	Diamond Drill Rigs	Transocean Winner 1983
4ª GEN.	1	L-1033 Enhanced Pacesetter	Friede & Goldman	Transocean Inc	Transocean Driller 1991
	1	9500	Friede & Goldman	Songa Offshore	Songa Mercur 1989
	2	GVA 4500	GVA	Transocean Inc	Transocean Rather (Upgrade) 1988/1995



GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie	
4ª GEN.	2	AKER 4.2	AKER	Transocean Inc	Transocean Leader (Upgrade) 1987/1997	
	1	4500 DP	Maritime Engineering	Saipem	Scarabeo 5 1990	
5ª GEN.	3	Express 2000	Sedco	Transocean Inc	Cajun Express 2000	
	2	RBS-8D/M	Reading & Bates	Transocean Inc	Deepwater Nautilus	
	4	BINGO 9000	Trosvik (Moss Maritime)	Ocean Rig	Eirik Raude 2002	

GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie
5ª GEN. 1999 a 2005	3	MEGATHYST	ABB Lumus	Ensco Plc.	ENSCO 6002 2001 
	1	ExD	Friede & Goldman	Transocean Inc	GSF Development Driller II 2005 
	1	DSS 20-CAS-M	Gusto MSC	Maersk Drilling	Maersk Explorer 2003 
6ª GEN. 2006 a	4 <i>En construcción.</i>	CS-60	Moss Maritime	North Atlantic Drilling Ltd.	West Rigel 2015 
	8	ExD Millennium	Friede & Goldman	Seadrill	West Capricorn 2011 

GEN.	Unidades Construidas	Diseño	Diseñador	Armador	SSDR de la serie	GEN.
6ª GEN. 2006 a	3	D90	Frigstad Engineering	Saipem	Scarabeo 9 2011	
	8	DSS 38	Gusto MSC	Queiroz Galvao	Alpha Star 2011	
	7	GM 4000	Global Maritime	Odfjell Drilling	Island Innovator 2012	
	2	AKER H-6e	Aker Solutions	Transocean Inc	Transocean Spitbergen 2009	

REFERENCIAS.

1. MARITIME ATTORNEYS. SEMISUBMERSIBLE. <http://www.jonesactquestions.com/what-is-a-vessel/13-what-is-a-vessel.pdf>
2. MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS. IHRDC, International Human Resources Development Corporation [http://www.ihrdc.com/els/ipims-demo/t36797/offline IPIMS_s36804/resources/data/PE09.htm](http://www.ihrdc.com/els/ipims-demo/t36797/offline_IPIMS_s36804/resources/data/PE09.htm)
3. SEMISUBMERSIBLES GENERATIONS. NARCIKI, Naval Architecture Wiki Project. http://www.neely-chaulk.com/narciki/Semisubmersible_generations
4. History of offshore drilling units. PETROWIKI. http://petrowiki.org/History_of_offshore_drilling_units
5. HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING, VOL I. SUBRATA K. CHAKRABART. 2005
6. OTRAS. Notas al pie de página.

PAGINA EN BLANCO

2.4. DISEÑO DE SEMI-SUMERGIBLES. SSDRs

- 1. INFLUENCIA DE LAS DIMENSIONES DEL CASCO**
- 2. MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN MEDIANTE FONDEOS**
- 3. MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN CON PROPULSIÓN AZIMUTAL. POSICIONAMIENTO DINÁMICO**
- 4. SISTEMAS SUBSEA**
- 5. RISERS MARINOS**
- 6. MOONPOOL**
- 7. OPERACIÓN DUAL**
- 8. CUBIERTA DE PERFORACIÓN Y DERRICK. COMPENSADORES**
- 9. SISTEMA DE LODOS DE PERFORACIÓN**

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

DISEÑO DE SEMI-SUMERGIBLES. SSDRs

Las dos posibles soluciones a considerar para la perforación de pozos en aguas profundas durante la fase de exploración de un nuevo proyecto offshore es desde un buque de perforación, “Drillship”, o desde una semi-sumergible, no hay otra opción viable económicamente.

Un drillship ofrece una velocidad de tránsito elevada, alta capacidad de carga variable, grandes volúmenes de almacenamiento y la posibilidad de almacenar fluidos de producción. Una semi-sumergible ofrece mejores características de movimiento frente a acciones de mar, resistencia más o menos uniforme a las olas, viento y corriente en cualquier dirección, la posibilidad de soportar un sistema de fondeo permanente y un área de cubierta muy elevada.

En una primera aproximación, si la finalidad principal es la perforación de exploración en aguas ultra-profundas, el drillship es la elección de diseño deseable. Si, en cambio, la finalidad principal es el desarrollo de un campo, la semi-sumergible es la elección de diseño preferible. La consideración clave es el sistema de fondeo. Algunos operadores demandan un sistema de fondeo para perforación de desarrollo en campos offshore, en cualquier profundidad, aunque todos los nuevos y más capaces diseños disponen de sistemas de posicionamiento dinámico.

Hay otras consideraciones de diseño, incluyendo seguridad, geometría del flotador, actividad dual, capacidad de almacenaje y manipulación de risers, acopio de fluidos, manipulación de BOPs, manipulación y almacenado de tubulares, capacidad para operaciones de completar pozos, áreas y servicios para instalación de equipos de terceras partes, aplicación de nuevas tecnologías o condiciones de habilitación.

Una nueva unidad semi-sumergible, capaz de operar con risers de 21” y BOPs de 18 ¾” y 15000 psi, en profundidades de 2300 m es por definición una unidad de grandes dimensiones y con un coste de inversión inicial muy elevado. Esto aplica a la construcción de nuevas unidades y a actualizaciones en unidades de generaciones anteriores. La mayoría de los buques en competencia con las nuevas construcciones fueron contruidos o actualizados para cubrir las necesidades de contratos previos de exploración o explotación, que incluían los costes de reconversión de estas unidades. Los nuevos diseños os han de aportar eficiencias operativas que justifiquen los elevados costes de alquiler diarios en la base de unos menores costes globales de desarrollo de los campos. Estas eficiencias operativas pueden alcanzarse, incluyendo en el diseño y concepción de las nuevas unidades capacidades para fondeo, instalación de risers, maniobra de tubulares, risers con doble aparejo y la capacidad de perforar con cualquiera de ellos, capacidades de manipulación de BOPs cada vez más pesados y capacidad para manipulación y operación con árboles subsea durante la terminación del pozo.

1. INFLUENCIA DE LAS DIMENSIONES DEL CASCO.

La evolución histórica ha mostrado que la disposición del casco más simple y efectiva económicamente de una semi-sumergible es la de cuatro columnas instaladas sobre dos pontones paralelos y una cubierta en forma de cajón instalada sobre las columnas. Este diseño permite la redundancia en la alineación de miembros críticos estructurales en los tres elementos del casco. El resultado no solo satisface los requerimientos de resistencia y fatiga globales, sino que esto se consigue con un mínimo de acero.

El ensayo de modelos en canal y la práctica han demostrado que el doble casco proporciona una resistencia al avance y por lo tanto velocidad, en calado de tránsito razonable. Hay otras razones que orientan la configuración final de una plataforma para perforación offshore:

- La carga variable de cubierta, VDL (“Variable Deck Load”), al calado de operación determina como la unidad podrá administrar la logística de suministros. Cuando se habla de aguas profundas o ultra-profundas se sobreentiende una localización alejada de la costa y en este punto el abastecimiento o reabastecimiento de suministros se convierte en un condicionante de proyecto importante. La

disponibilidad de acopiar más consumibles, incrementa la versatilidad y economía de explotación de la unidad y por tanto su atracción hacia potenciales clientes.

- La capacidad de carga total y el calado de tránsito determina la velocidad máxima de tránsito. Si los pontones son demasiado pequeños, estos se sumergirán durante la condición de tránsito, disminuyendo la velocidad de la unidad. Incrementar las dimensiones de los pontones hasta unas dimensiones máximas admisibles no es la solución ideal. Al incrementar las dimensiones de los pontones, aumenta el peso de acero (por tanto el coste) y las fuerzas necesarias para mantener la posición de la unidad durante las operaciones de perforación. Adicionalmente, la capacidad de carga variable en calado operativo disminuye cuando se incrementan las dimensiones de los pontones. Es fundamental en diseño la determinación de las dimensiones óptimas de los pontones. El aumento en el eslora incrementa el coste de construcción, compromete las características dinámicas (se requieren mayores columnas estabilizadoras para alcanzar la carga variable operativa, que a su vez reducen el periodo natural en arfada), y se incrementa la potencia propulsiva requerida para los sistemas de posicionamiento dinámico. Unas dimensiones demasiado pequeñas obligará a un lastrado continuo con una carga sobre cubierta penalizada, para mantener las condiciones de estabilidad mínimas, un error compartido por numerosas semi-sumergibles en previas generaciones donde el control de pesos no fue propiamente estimado durante su construcción original. El peso de una SSDR se incrementa durante su vida operativa por las continuas actualizaciones tecnológicas y la ampliación de su rango operativo, por lo que una falta de flotabilidad penalizará su capacidad operativa.
- El ambiente en el que operará la unidad determinará la altura de las columnas y el air gap (espacio entre la cresta de ola en cualquier condición y el fondo de la cubierta en calado de operación). Para una semi-sumergible diseñada para sobrevivir en las condiciones más duras del Mar del Norte, la altura de las columnas estabilizadoras debe ser suficiente para asegurar que, en calado de supervivencia, no exista impacto de olas en el fondo de la estructura de cubierta. La altura de columnas a alcanzar será mucho mayor que la que será necesaria para una unidad operando en áreas con condiciones más moderadas como el Golfo de México, Brasil o África occidental. Por otro lado, unas columnas con menor altura, admiten cargas variables de cubierta mayores, manteniendo los demás parámetros invariables. De forma práctica durante el proceso de diseño inicial, la dimensión de columnas y las dimensiones generales del flotador se podrán optimizar para obtener la carga variable de cubierta y las condiciones dinámicas de forma asequible.

		GoM	BRASIL
		Tormenta de invierno a 10 años y corrientes de loop a 10 años	Condiciones a 10 años con componente SW
Altura de ola significativa, Hs	m	5.1	6.9
Periodo de la ola, Tp	s	10.5	14.6
Velocidad del viento	kn	41.0	43.0
Velocidad de la corriente	kn	2.7	3.3

Fig. 1. Criterios de diseño Meteoceánicos

En bases de cálculo de diseñadores del sector se estima que una VDL de 7800 mt en calado de operación será suficiente para incluir los pesos de equipos y suministros requeridos en el desarrollo de campañas de perforación en aguas ultra-profundas con suministros desde una base remota en tierra. Una VDL de 6000 mt en calado de

tránsito con un francobordo de 0.3 m en los pontones en condición de tránsito, aportará suficiente flexibilidad en el desarrollo operativo de la unidad.

La adaptación de una unidad optimizada para la operación en ambientes moderados a zonas con ambientes extremos, como el MdN no está justificada por el coste que conlleva. Una unidad diseñada para ambientes extremos podrá cumplir sus funciones en ambientes más moderados, con una penalización por el coste en su inversión inicial para los operadores.

2. MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN MEDIANTE FONDEOS.

Una clave en decisión para la construcción de una semi-sumergible es la posibilidad de instalación de un sistema de fondeo. En una semi de cuatro columnas para aguas profundas, el sistema de amarre a fondeos podrá consistir en ocho líneas combinadas de cadena y cable de acero. La unidad será capaz de fondear con la ayuda de AHTs convencionales hasta una profundidad marina de 1525 m (5000'). Para minimizar los costes de despliegue del sistema de amarre la plataforma debe de tener capacidad para acopiar a bordo toda la cadena y cable requerido para la profundidad de fondeo. Cuanto mayor sea la profundidad de fondeo, mayor será el peso del sistema de amarre y de mayores dimensiones para hacer frente a las fuerzas medioambientales.

Los estándares en los sistemas de fondeo de la mayoría de las semi-sumergibles de tercera y cuarta generación, comprenden una combinación de cadena y cable de acero de 3 ½" de diámetro. La resistencia a la rotura para este diámetro se ha ido incrementando con el desarrollo de nuevos tipos de cable. Para mantener la posición mediante fondeos en mayores profundidades, se requiere el incremento hasta 12 líneas de fondeo y el incremento de las dimensiones resistentes de cables y cadenas.

Cables más resistentes es sinónimo de cables más grandes. Los fabricantes no han desarrollado cables de dimensiones mayores a 3 ¾" o 4" con la misma relación peso/resistencia que los cables de 3 ½". Por ejemplo, cables de 3 ¾" aportan solo un 7% de incremento en la resistencia, frente a un 14% de incremento en su sección transversal, por tanto peso. Por tanto no es una buena solución el incremento de la dimensión del cable. El aumento en dimensiones conlleva el incremento de los equipos de amarre, espacios para acopio, incremento en dimensiones de arraigados, anclas, buques de apoyo mayores y por tanto más caros, etc.

Un sistema de fondeo presenta ventajas de operación económica en cotas de profundidad no muy profundas, donde el coste de inversión y el de consumos durante la operación no justifiquen el uso de sistemas DPS con propulsión azimutal.

3. MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN CON PROPULSIÓN AZIMUTAL. POSICIONAMIENTO DINÁMICO

El mantenimiento de la posición durante la operación de la unidad se podrá conseguir usando sistemas de fondeo, en zonas operativas donde la profundidad y las condiciones meteo-océánicas lo permitan, que conlleva el desarrollo económicamente más productivo de las operaciones. Determinadas áreas de desarrollo offshore presentan la posibilidad, según los diseñadores del sector, de llevar a cabo operaciones de perforación en fases de exploración o desarrollo con fondeos, lo que puede representar porcentajes elevados en la vida operativa de la unidad. El diseño ha de ser capaz de dar solución fiable al porcentaje restante de la carga operativa. La solución disponible es el uso de la asistencia de thrusters en lo que se conoce como modo de operación asistida por thrusters, "Thruster-assist". En el caso de que el peso total del mantenimiento de la posición en condiciones operativas se asuma por la propulsión azimutal, hablaremos de unidades con posicionamiento dinámico por thrusters.

Los thrusters permiten que los componentes del sistema de fondeo se optimicen y mantener la posición de la unidad en cualquier combinación de condiciones ambientales, aunque una excepción a esto se presenta durante el desarrollo de tormentas tropicales, situación en la que se procede al abandono de la posición.

El objetivo de diseño de los sistemas asistidos es proveer redundancia y flexibilidad en el sistema sin incrementar la complejidad en detrimento del rendimiento global de la plataforma. El dimensionamiento de los thrusters se basa en la habilidad del sistema para mantener la posición frente a efectos combinados de viento, ola y corrientes con un tiempo de retorno mínimo requerido en los estándares internacionales para las áreas de operación para las que se diseña. La tendencia actual es utilizar tiempos de retorno de 50 años para unidades móviles en aquellas áreas donde existen datos como en el GoM o MdN. Se están planteando diseños frente a condiciones ambientales con tiempos de retorno de hasta 2000 años en el diseño de unidades fijas. Datos estadísticos se pueden obtener en API RP 2-MET.

El diseño preliminar se realiza en base a aplicaciones informáticas y el uso de coeficientes de resistencia deducidos experimentalmente. Ensayos en canal y túnel de viento se realizan a continuación para sancionar los diseños iniciales y ajustar parámetros, en una etapa de definición más avanzada.

Los diseños actuales de SSDRs para operaciones en aguas profundas y ultra-profundas, instalan como opción predominante 8 thrusters agrupados por parejas, situados en los extremos de los pontones. Las opciones incluidas en la base de datos de proyecto sobre la flota construida después del año 2000 son:

- 4 thrusters. Solamente se instala en el diseño SFXpress como asistencia al mantenimiento de la posición con fondeos y como propulsión autónoma para condición de tránsito. Instaladas en unidades con capacidad de operar en profundidades de hasta 8500 pies, 2600 m. La potencia unitaria es sumamente elevada, 9400 hp, con potencias totales instaladas de 37600 hp. En caso de fallo de una unidad, el desequilibrio de empujes puede disminuir la operatividad.
- 6 thrusters. Opción instalada como asistencia al fondeo, propulsión en tránsito y con clasificación DPS3, en diferentes diseños operando en la actualidad en profundidades de hasta 10000 pies. Las potencias máximas computadas por thrusters se sitúa en torno a los 7480 hp aunque la norma está entorno a los 5500 hp. Las potencias totales instaladas llegan a los 44900 hp. La relación desplazamiento/potencia total instalada está entre el 0.606 y 0.864 t/hp. Los thrusters se disponen en cada extremo y centro de los pontones, equidistantes. Disminuye al máximo la interacción de flujos, aumentando la eficiencia propulsiva del conjunto. En caso de fallo en un thrusters instalado en extremos la eficacia disminuye considerablemente por falta de simetría en los empujes.
- 8 thrusters. Opción instalada predominante en unidades con clasificación DPS3 y propulsión en tránsito. La ayuda al fondeo no es la base del diseño. Se instala en diferentes diseños operando en la actualidad en profundidades de hasta 12000 pies. Las potencias máximas computadas por thrusters se sitúa en torno a los 6000 hp para potencias totales instaladas de hasta 48000 hp, equivalentes a las unidades que instalan 6 thrusters, pero con un reparto mayor. La relación desplazamiento/potencia total instalada está entre el 0.61 y 0.88 t/hp, similar a los que instalan 6 propulsores. Los thrusters se disponen en cada extremo de pontones, aumentando la eficacia de empujes, en grupos de dos unidades desplazadas para evitar la interferencia de flujos. Representa esta la mejor opción y más racional para la aplicación DPS3, en caso de fallo de un propulsor, el empuje se puede equilibrar de forma eficaz en base a la concentración y posición en la SSDR.

En las gráficas de la [Fig. 1](#) y [Fig. 2](#) a continuación se incluye la distribución de unidades por grupos de eslora y número de propulsores y en función de la profundidad máxima operativa.

La potencia total de propulsión instalada está relacionada con la eslora de la SSDR. La dispersión de datos estudiada en la base de datos de proyecto presenta un claro aumento de esta con la eslora de la unidad con una regresión lineal bastante aproximada, [Fig. 3](#).

El empuje de los thrusters está igualmente relacionado con las características geométricas de SSDRs. Este parámetro depende no de los requerimientos de propulsión en condiciones de tránsito, sino en función de la necesidad de mantener la posición en operación en condiciones meteoceánicas de proyecto. En la Fig. 4 se han representado los datos disponibles. Los valores de empuje aumentan con la eslora y como consecuencia, con el desplazamiento de cada unidad.

La instalación de un sistema de fondeos en aguas ultra-profundas, por encima de 1500 m de profundidad es imposible completarla por una SSDR por si sola. Hay actualmente sistemas en uso y en desarrollo que permiten el amarre a sistemas de fondeo pre-instalados, que se basan en el uso de pilas de succión para anclaje. Cuando la plataforma alcanza la localización de operación, los cables de fondeo han sido previamente instalados sobre las pilas por buques especializados.

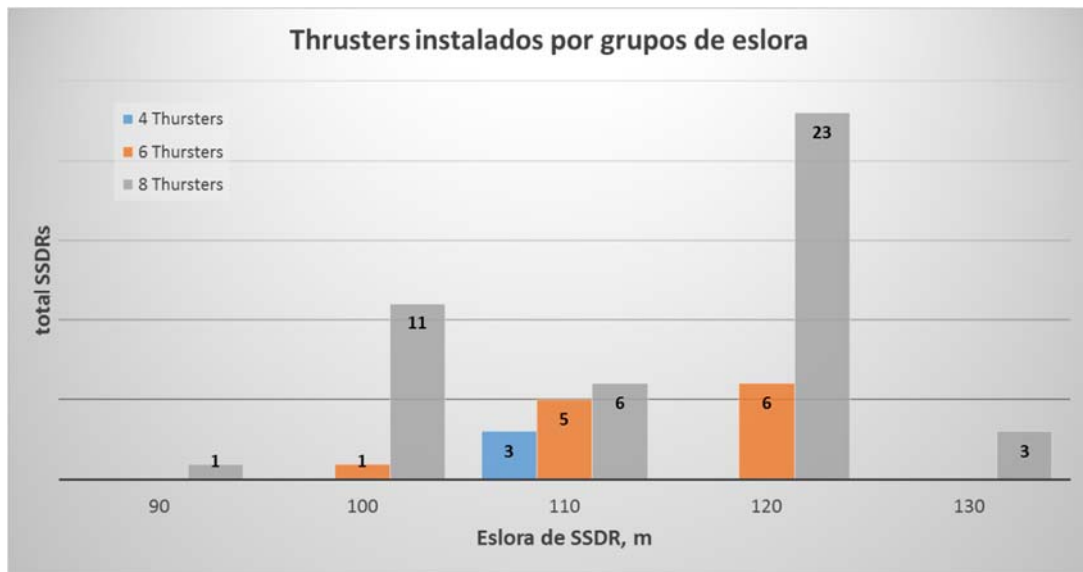


Fig. 1. Distribución de SSDRs por thrusters instalados y esloras máximas. Ref. base datos de proyecto

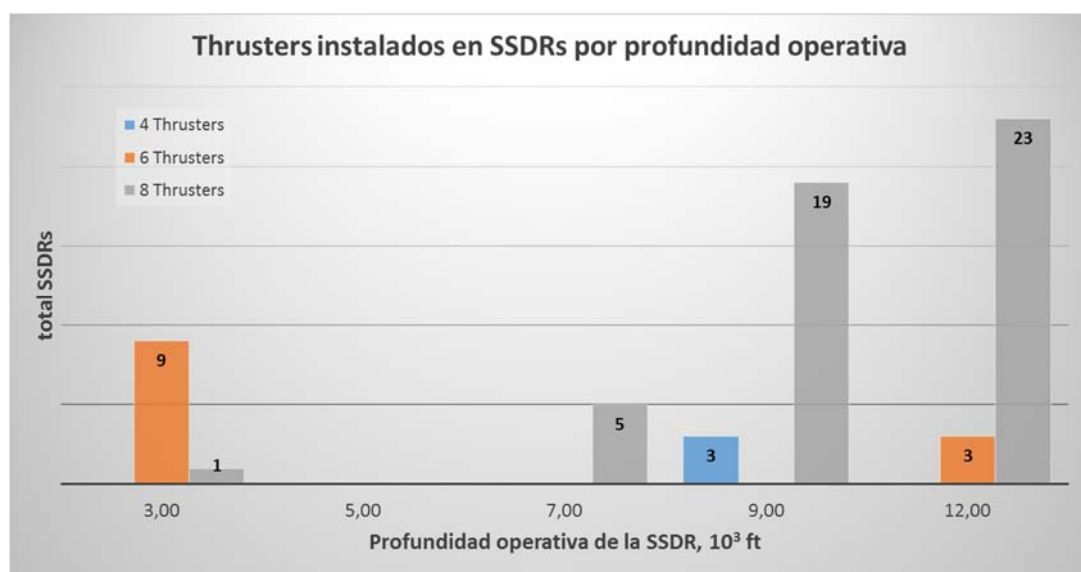


Fig. 2. Distribución de SSDRs por thrusters instalados y profundidades operativas máximas. Ref. base datos de proyecto

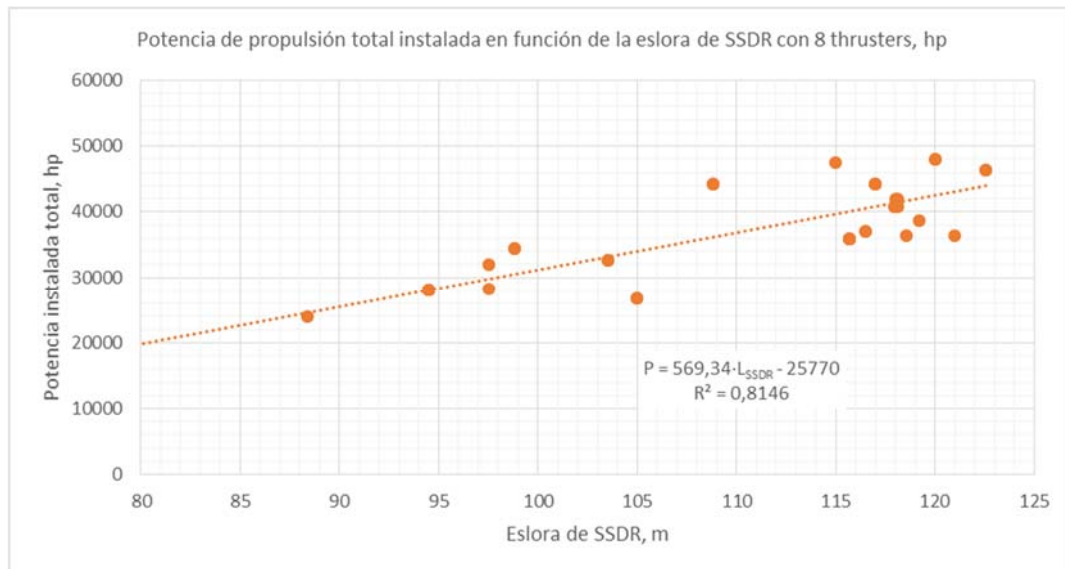


Fig. 3. Distribución de potencias instaladas de propulsión en función de la eslora de SSDRs. Ref. base datos de proyecto

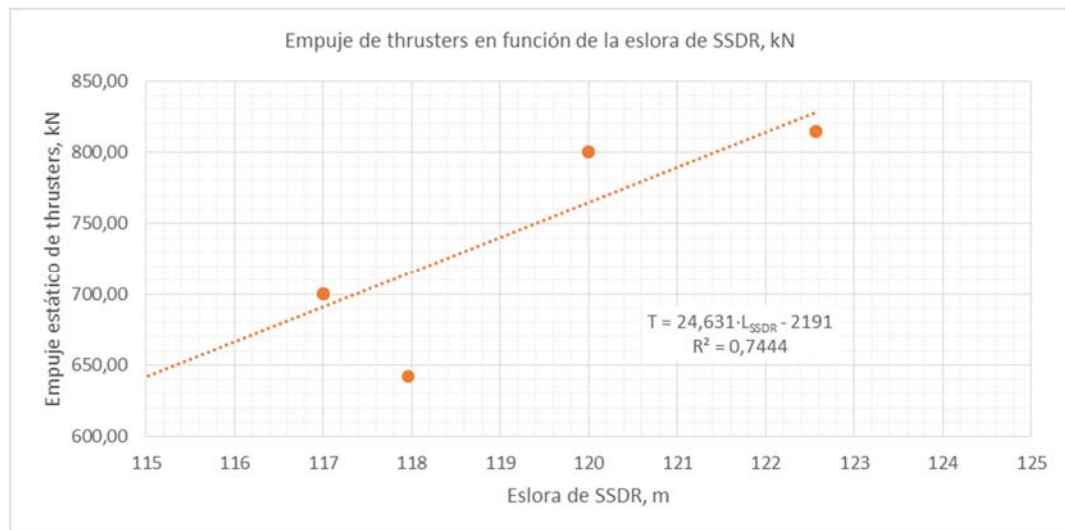


Fig. 4. Distribución de empujes de propulsores en función de la eslora de SSDRs. Ref. base datos de proyecto

De esta manera la longitud total de cable que la plataforma debe acarrear es mucho menor, sus maquinillas se convierten en maquinillas de tiro, con reducida capacidad de estiba, aquilatando el diseño y el coste de inversión de la unidad, aunque esto conlleva mayores gastos operativos.

Las unidades de última generación, incluyen sistemas de posicionamiento dinámico por propulsores azimutales como base de diseño y característica operativa, junto a la dualidad de un sistema de fondeos, con sistemas de mantenimiento de la posición automatizado. Aunque el uso de fondeos pueda presentar ventajas económicas para la operación por la reducción de los costes de operación (combustible), en determinadas profundidades, y durante la fase de desarrollo, cuando se completa la perforación de diferentes pozos en localizaciones concentradas, la fase de exploración requiere una movilidad que hace inviable económicamente el uso de fondeos reiterativos y equipos para su instalación. Es por esto que la última generación de SSDRs está instalando de forma homogénea sistemas de posicionamiento dinámico.

El posicionamiento dinámico se define como la manera de mantener un buque o plataforma en una posición fija relativa con respecto al fondo marino, sin el uso de fondeos, mediante el uso de dos o más propulsores

controlados por impulsos desde instrumentos sónicos en el fondo marino y en el buque, por girocompás, por sistemas de navegación por satélite o cualquier otro medio.

En la actualidad hay dos soluciones al control de los sistemas de posicionamiento dinámico:

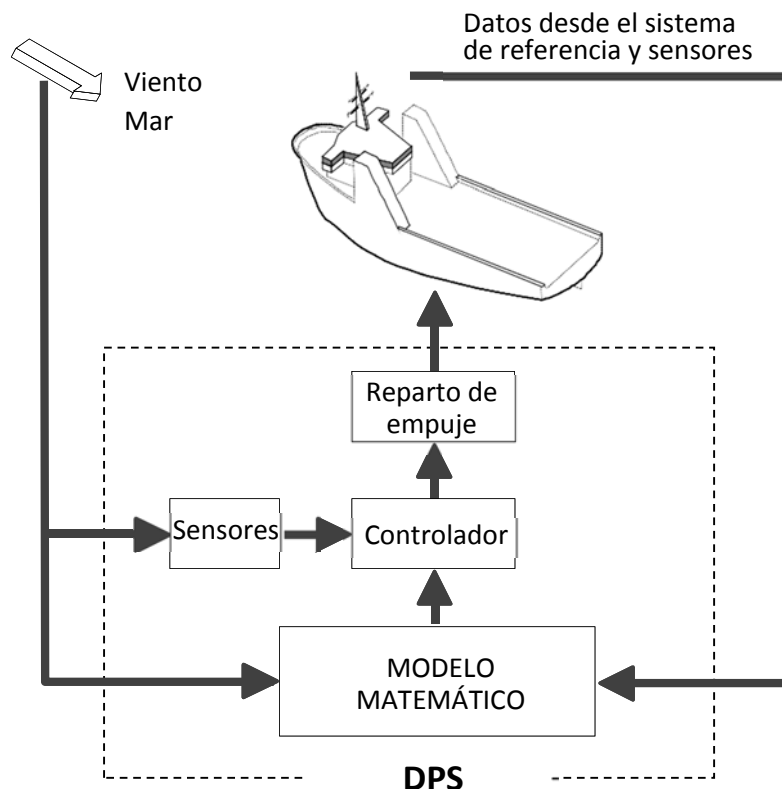
- Sistemas basado en un modelo matemático de control
- Sistemas basados en reguladores PID

El principio básico de funcionamiento de un sistema de posicionamiento dinámico, DPS, con modelo matemático, se visualiza en la [Fig. 5](#).

El modelo es una descripción matemática del como el buque reacciona y mueve a función de la las fuerzas que actúan sobre él. El modelo es una descripción hidrodinámica que envuelve las características del buque como su masa y resistencia al avance. El criterio de diseño para el modelo es una descripción tan aproximada como sea posible de los movimientos y reacciones del buque frente a cualquier fuerza externa.

El modelo matemático está afectado por las mismas fuerzas que el buque. Las fuerzas de viento se calculan como función de las medidas de su velocidad y dirección por sensores situados en la superestructura, mientras que las fuerzas de empuje en los thrusters a aplicar se calculan en función de la curva paso/revoluciones y su dirección.

El sistema incorpora algoritmos para la estimación de la corriente y olas, y las fuerzas causadas por estas.



[Fig. 5](#). Principio de funcionamiento de DPS con modelo matemático. [Ref 2](#).

La salida principal del modelo matemático es filtrada para estimar el rumbo, posición y velocidad en cada uno de los tres grados de libertad en el plano horizontal, avance, deriva y guiñada.

El modelo matemático por sí mismo nunca representa al 100% la realidad. Con el uso de técnicas con un filtro Kalman, el modelo puede ser corregido continuamente. El rumbo y posición del buque se mide usando girocompases y sistemas referenciales de posición, y son usados como datos de entrada al sistema DPS. Estos

datos se comparan para predecir o estimar datos producidos por el modelo matemático y calcular las diferencias. Estas diferencias se usan para la actualización del modelo a la situación actual.

El uso de modelo matemático con filtrado Kalman proporciona las siguientes ventajas:

- Alta nivel de filtrado de ruidos en la determinación del rumbo y la posición.
- Óptima combinación de datos desde diferentes sistemas de referencia. El sistema calcula una varianza para cada posición-referencia en uso y asigna diferentes pesos en sus mediciones de acuerdo a cada calidad individual de sistema (fiabilidad, estabilidad, repetitividad).
- En ausencia de mediciones de posición o rumbo, el modelo proporciona un modo de función en posición perdida. Esto significa que el sistema es capaz de ajustar la posición durante varios minutos sin la actualización de la posición desde equipos de referencia externos.

En la [Fig. 6](#), se representa el Sistema de control con filtro Kalman.

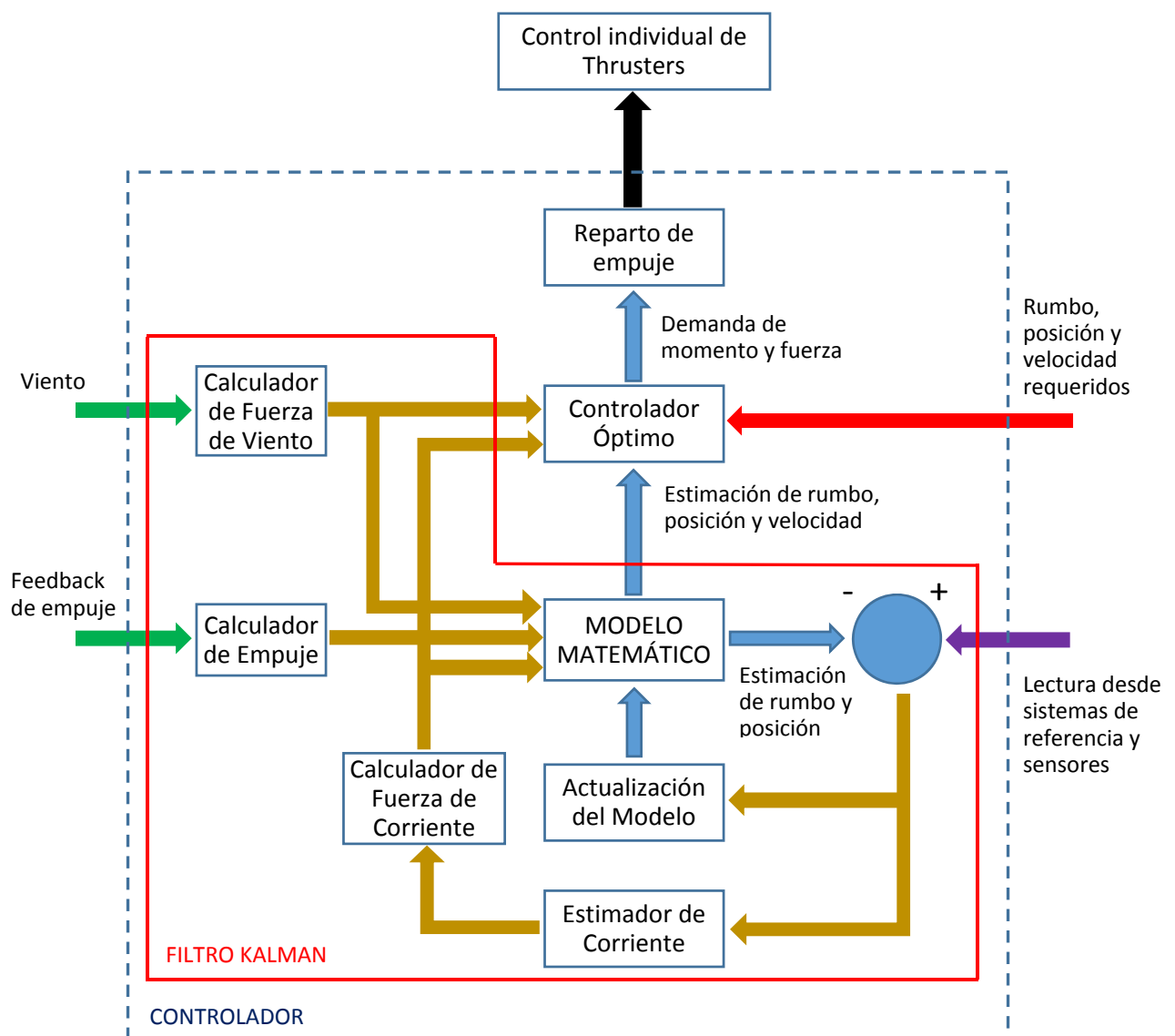


Fig. 6. Controlador con filtro Kalman de Kongsberg Simrad. Ref 2

El propósito del controlador óptimo es calcular la fuerza con la que han de actuar los propulsores de los thrusters para mantener la plataforma en la posición requerida. El resultado de este cálculo es la demanda de fuerza que se requiere referida a los siguientes conceptos:

1. Desviación de la posición. El set-point, punto de consigna para el rumbo y posición, especificado por el operador del sistema, se introduce en el controlador. Las diferencias entre el set point y los datos de posición filtrados, y las diferencias entre la velocidad requerida y actual son entonces calculadas. Estas diferencias son multiplicadas por el factor de ganancia y el resultado es la fuerza requerida para llevar la plataforma a su rumbo y posición inicial requerida disminuyendo a su vez los movimientos de la plataforma. Esta fuerza se demanda en dos partes:
 - a. Demanda proporcional a la desviación entre la posición y rumbo actual y requerido.
 - b. Amortiguamiento que es proporcional a la desviación entre la posición y rumbo actual y requerido.

Los factores de ganancia son calculados y ajustados para optimizar la productividad del sistema con un mínimo de consumo de potencia.

2. Anticipación al efecto de la fuerza del viento. Para contrarrestar la fuerza del viento tan rápido como sea posible, se introduce el concepto de retroalimentación. Esto significa que el sistema de posicionamiento dinámico no permitirá al deriva de la plataforma de la posición requerida, contrarrestando las fuerzas de viento inducidas tan pronto como estas son detectadas.
3. Retroalimentación de la corriente. Incluso si las fuerzas de propulsión son usadas para contrarrestar el viento, parar el movimiento de la plataforma y mantenerlo en posición o en una trayectoria es imposible y este continuará moviéndose fuera de esta. Este movimiento es debido a fuerzas que no se pueden medir directamente, como la fuerza de las olas y corrientes. El sistema evalúa esas fuerzas sobre un periodo de tiempo, y calcula entonces la señal de control que requieren los thrusters para contrarrestarlas.

El reparto de empuje, “Thruster Allocation”, es calculado por el controlador, esto es el empuje demandado en las direcciones del plano horizontal, avance y deriva más el momento rotacional. Estas fuerzas son entonces distribuidas entre los propulsores disponibles en el sistema. La distribución óptima de empuje entre estos propulsores es calculado por un algoritmo matemático que minimiza el consumo de combustible y el desgaste.

Los sistemas de posicionamiento dinámico se clasifican en función del nivel de redundancia en la operación de los principales integrantes del sistema. Conforme a la guía para los sistemas de posicionamiento dinámico de ABS de 2013, y la línea marcada por IMO MSC/Cir. 645, la definición de cada uno de ellos es:

- **DPS-1.** Aplicable a buques con sistema de posicionamiento dinámico capaces de mantener la posición y rumbo de forma automática bajo unas condiciones ambientales con máximos fijados, con la posibilidad de control manual del sistema.
- **DPS-2.** Aplicable a buques con sistema de posicionamiento dinámico capaces de mantener la posición y rumbo de forma automática en un entorno de operación específico bajo condiciones ambientales con máximos fijados durante y como consecuencia de cualquier fallo aislado de cualquier elemento del sistema, excluyendo la pérdida de uno o varios compartimentos.
- **DPS-3.** Aplicable a buques con sistema de posicionamiento dinámico capaces de mantener la posición y rumbo de forma automática en un entorno de operación específico bajo condiciones ambientales con máximos fijados durante y como consecuencia de cualquier fallo aislado de cualquier elemento del sistema, incluyendo la pérdida de uno o varios compartimentos por fuego o inundación.

Las SSDRs construidas bajo especificaciones de 6ª generación incluyen en su concepción, sistemas de posicionamiento dinámico DPS-3. Esto requiere de división, aislamiento y estructuración del sistema para hacer frente a eventuales fatalidades que eviten perder el control de la unidad. Esto conlleva un requerimiento de volumen extra y un incremento de los sistemas de control y potencia. En las [Fig. 7](#), [Fig. 8](#) y [Fig. 9](#), se han representado de forma esquemática los principales componentes de los diferentes sistemas, diseños Icon DP de Rolls Royce.

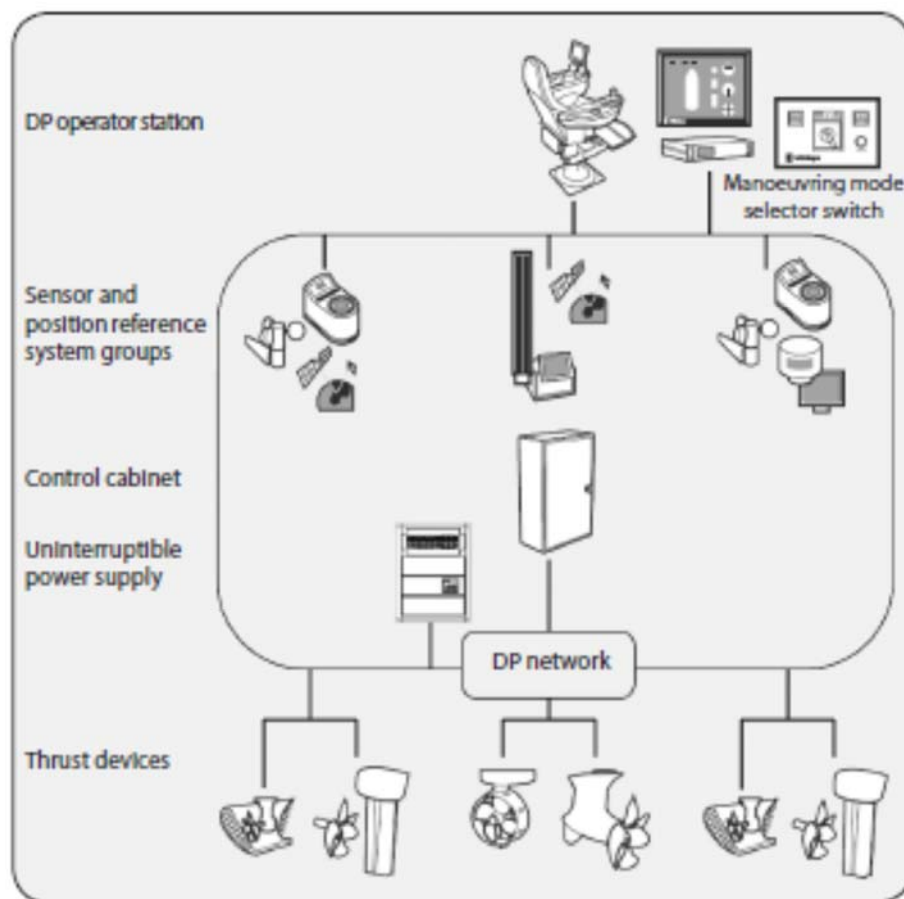


Fig. 7. Descripción general del sistema DPS-1. Icon DP 1, Rolls Royce

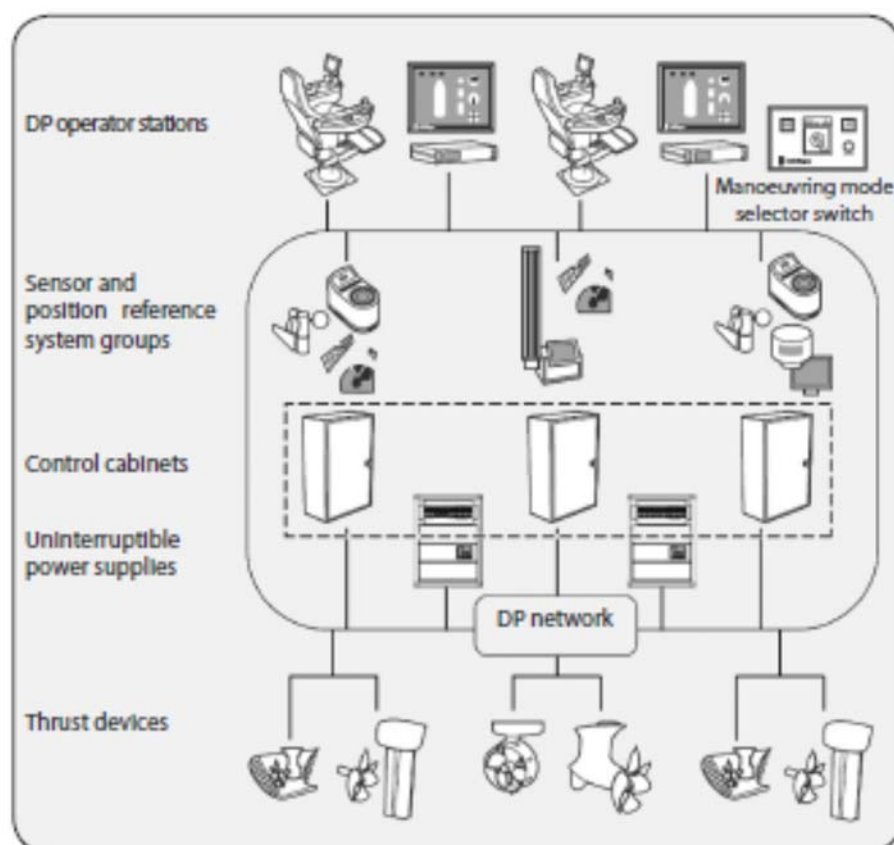


Fig. 8. Descripción general del sistema DPS-2. Icon DP 2, Rolls Royce

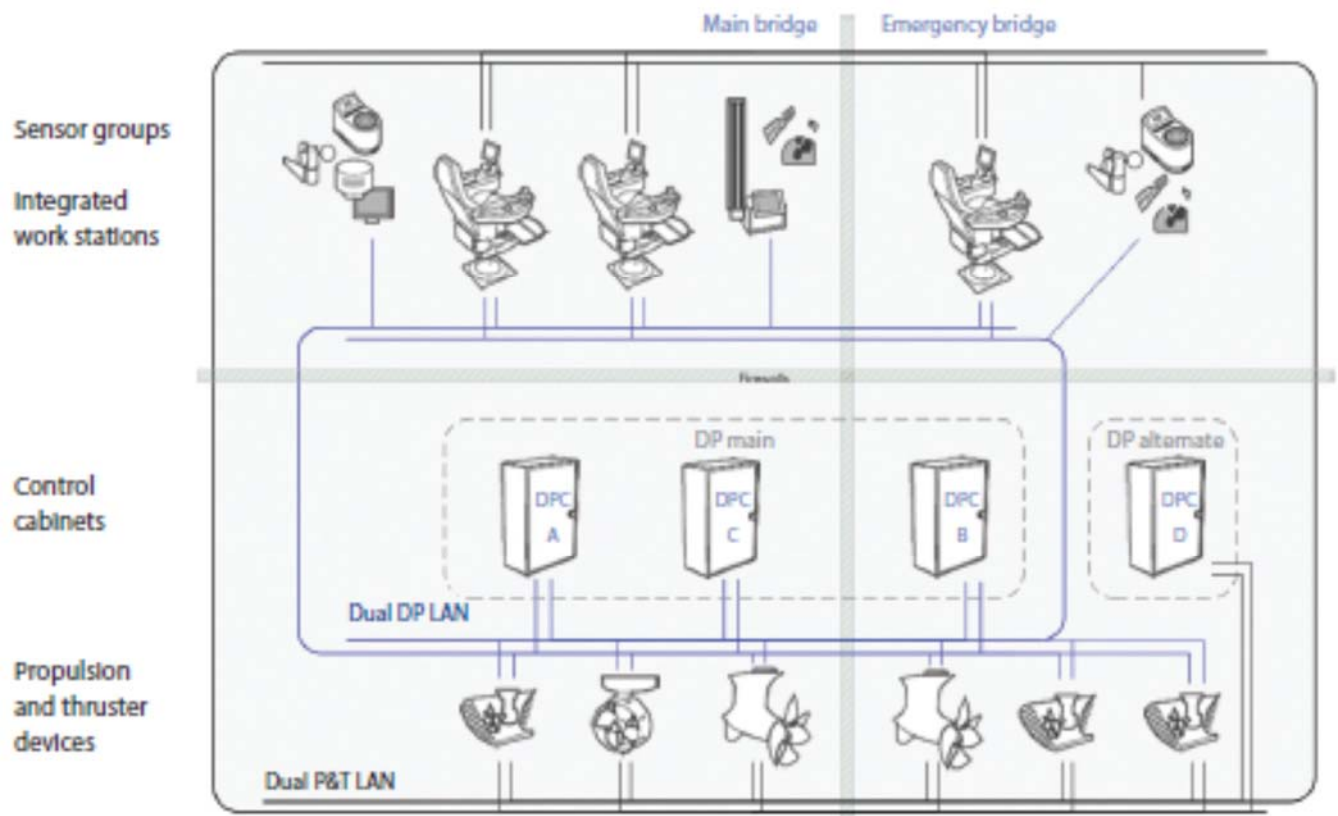


Fig. 9. Descripción general del sistema DPS-3. Icon DP 3, Rolls Royce

Los propulsores instalados en el fondo de los pontones, azimutales, se accionan con motores eléctricos y variadores de velocidad. Son de paso fijo. El servo timón es accionado hidráulicamente o mediante motores eléctricos. Las SSDRs se diseñan para permitir la sustitución de la unidad submarina de los thrusters a flote y en

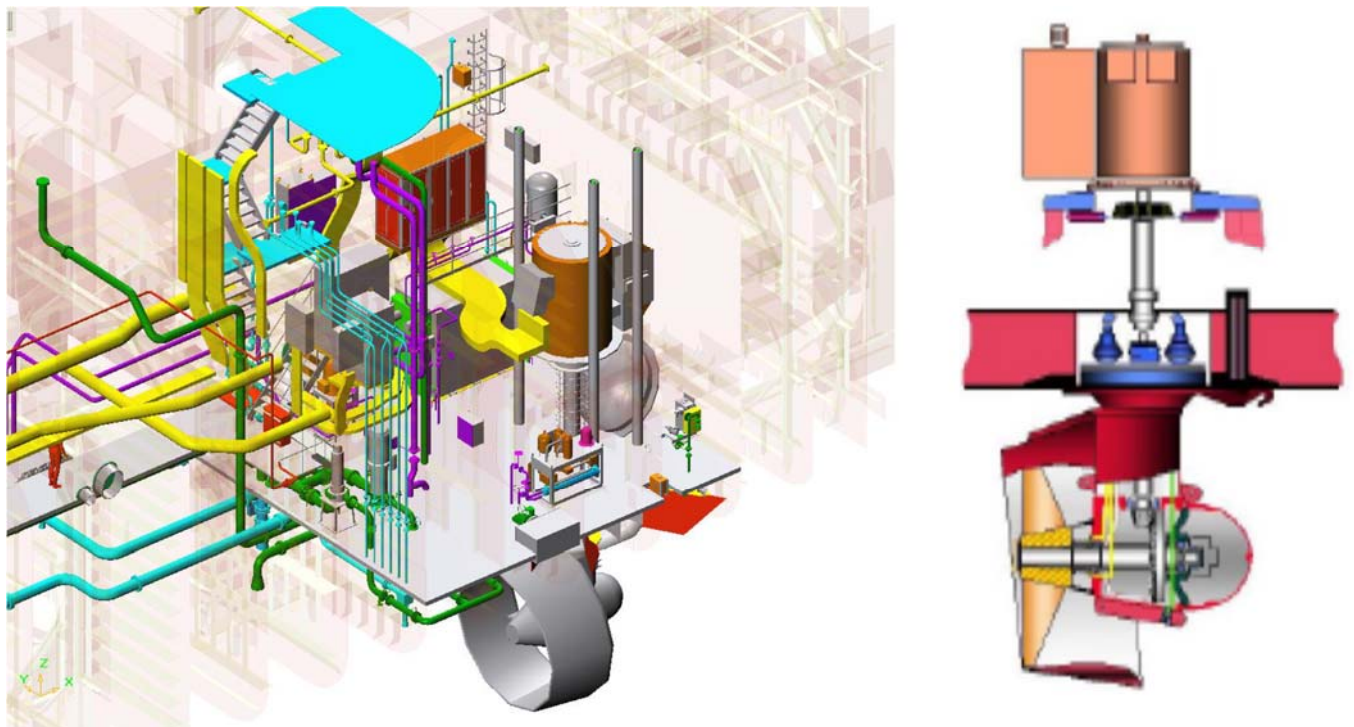


Fig. 10. Disposición de equipos propulsivos en fondo de pontones. Aker H-6e

alta mar, por sus propios medios. Modelos de thrusters instalados en las nuevas generaciones, permiten el desmontaje y montaje a flote sin inundación de los compartimentos de máquina, con la asistencia de un

buceador y las propias grúas de cubierta, que se dimensionan a tal fin. En las salas de propulsión localizadas en los pontones, se disponen los equipos de potencia eléctrica e hidráulica, equipos de control, ventilación y enfriamiento de los paquetes propulsivos. En la Fig 10 se ha representado los detalles de instalación en la SSDR Aker H-6e.

El empuje disponible en buques y plataformas con DPS se representa en gráficos polares. Esta representa el máximo empuje disponible, entregado por los propulsores disponibles en la condición estudiada conforme a los requerimientos de las SSCC o los estándares aplicables, por cada ángulo respecto a crujía y proa. Sobre el mismo gráfico se representa el módulo de la componente resultante de las fuerzas ambientales externas, viento, marea y olas en su caso. En la Fig. 11 se han representado los gráficos polares obtenidos para la SSDR Aker H-6e.

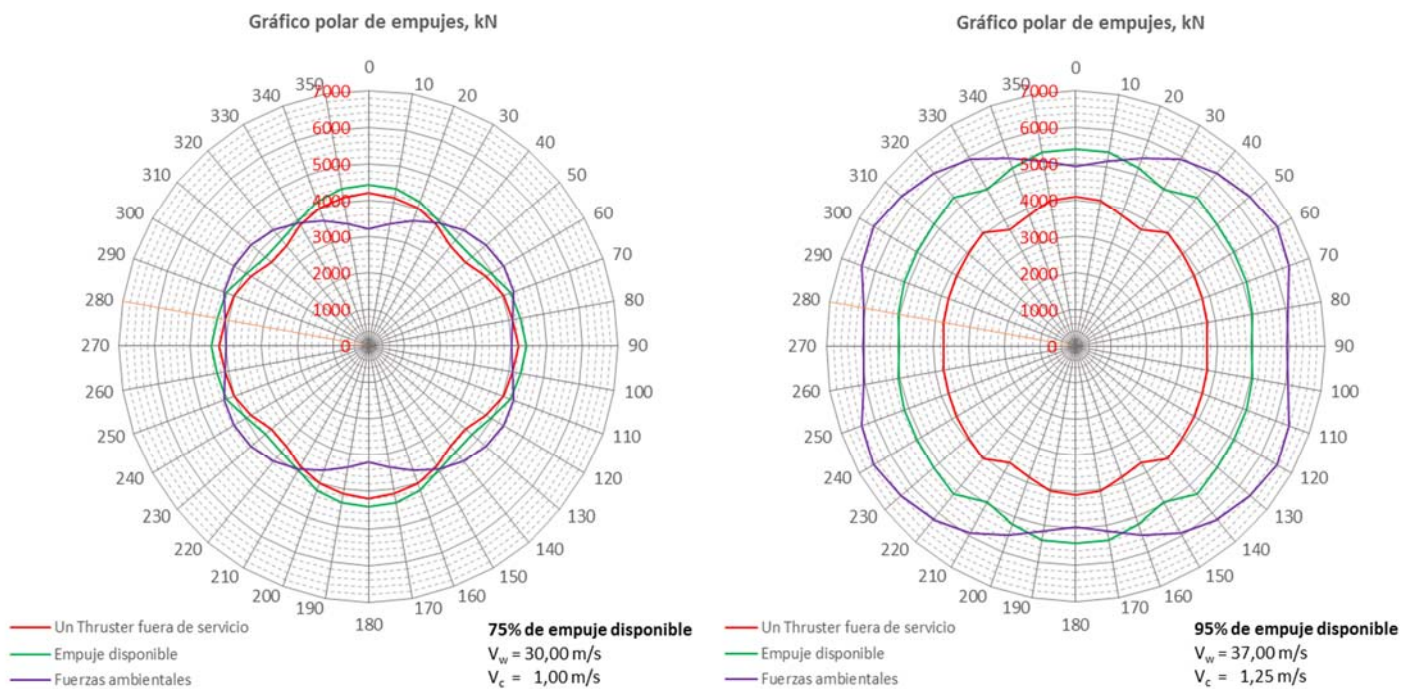


Fig. 11. Gráficos polares de empuje en condición de operación (izq.) y supervivencia (der.). Aker H-6e

En los gráficos, los círculos concéntricos representan valores constantes de empuje en kN. Los radios representan orientaciones desde las que inciden las fuerzas ambientales y hacia donde se dirigen los empujes disponibles. Sobre cada radio se han representado los valores de empuje entregado por los propulsores en la condición. El gráfico polar de la izquierda representa los valores de empuje disponible total (al 75% de empuje), en verde y con un thruster fuera de servicio por avería, frente a las acciones ambientales, en magenta, para calado de operación, perforando, y velocidad del viento de 30 m/s y velocidad de corriente de 1 m/s. A la derecha se representa la situación de supervivencia (al 95% de empuje disponible), con velocidades de viento de 37 m/s y de corriente de 1.25 m/s.

En estos gráficos se observa la orientación respecto a la incidencia de las fuerzas ambientales que se debe adoptar para poder tener control sobre el mantenimiento de la posición. Como norma, los vientos acuartelados son los que más influyen sobre la plataforma, con lo que la orientación a presentar será habitualmente aporados o apopados, con aperturas a cada banda de hasta 30°. Con vientos de costado es capaz de mantener la posición con aperturas de hasta 15°. En condición de supervivencia la apertura se reduce a 12° a cada banda.

Las SSDRs presentan una elevada superficie a las acciones de viento que producen elevadas fuerzas como consecuencia de la presión. Durante el dimensionamiento de la propulsión para DPS se ha de evaluar correctamente estas fuerzas y las hidrodinámicas ejercidas por la corriente y ola sobre la obra viva y en la interfase de la superficie marina. El rendimiento propulsivo de los empujadores variará con la posición en el casco y el efecto Coanda. Este un fenómeno natural en el que el flujo que atraviesa el disco del propulsor se desvía hacia la superficie del casco, incrementando la resistencia de avance, o disminuyendo la eficiencia del

propulsor. La consecuencia más seria del efecto Coanda ocurre si el chorro del propulsor incide sobre otras partes del casco u otro azimutal instalado en el fondo de pontón, o sobre otro pontón en el caso de las SSDRs.

En este caso la pérdida de empuje puede llegar al 40% o 50% como se ha demostrado en algunos tests. Estas pérdidas se pueden reducir dirigiendo el flujo en direcciones que no interfieran con estructuras sumergidas, añadiendo aletas en las toberas de los thrusters (que tendrá un efecto negativo en el rendimiento) o variando la verticalidad del eje de arraigado y giro azimutal, con el fin de orientar el flujo bajo la horizontal. ABB ha desarrollado una serie de azimutales específicamente diseñados para aplicaciones en SSDRs, Azipod CZ, con un ángulo de caída de 7° respecto a la horizontal.

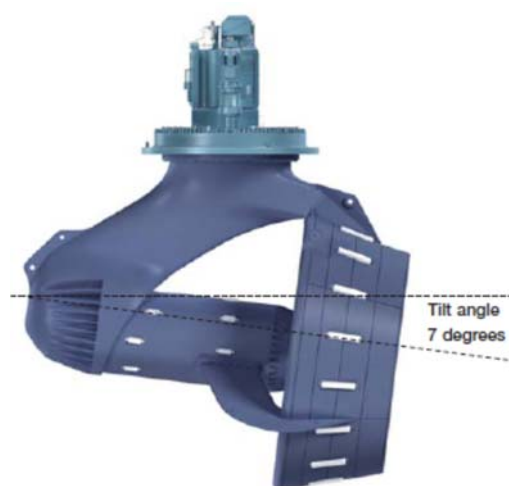


Fig. 12. Azipod CZ. ABB

4. SISTEMAS SUBSEA

La profundidad afecta la operación de los diseños para aguas ultra-profundas en diferentes vías.

La temperatura en el fondo marino es suficientemente baja para provocar la formación de hidratos de cualquier migración de gases que atraviesen el BOP, con la creación de hielo o congelados. Se debe prever en el diseño de la SSDR los equipos y capacidades para el lavado de los conectores de forma rutinaria cuando se opera el BOP, con fluidos que contengan glicol o, como último recurso, inyectar metanol, desde la plataforma, operando remotamente con un ROV. El glicol o metanol, reducen el punto de congelación evitando la formación de congelados y por tanto evitando el agarrotamiento de los elementos móviles de los equipos submarinos y evitando la fragilidad de los materiales.

La presión a 7500 pies de profundidad, 2300 m, es de 230 bar o 3333 psi. Todos los equipos del BOP deben trabajar sin problemas en la oscuridad, baja temperatura y alta presión de este ambiente submarino.

La gran columna de fluido de perforación en el riser somete a una elevada presión a la formación de subsuelo que se está perforando. En aguas someras, esta presión está usualmente muy por debajo de la presión de fractura de la formación del suelo, con lo que los detritus del corte se pueden transportar en dispersión fuera de la perforación sin exceder la presión de fractura e invadir la formación. Esto permite grandes secciones en el frente de corte de la perforación, antes de instalar el encamisado de protección del pozo. Cuando se incrementa la profundidad, la dificultad reside en mantener un peso específico del fluido de perforación entre la presión de fractura y la presión de filtración en la formación. Para completar la perforación, se requiere un diseño efectivo del pozo, en el que se incluyen múltiples tramos de encamisado en diferentes diámetros, incrementando la complejidad y el coste final del proyecto.

El riser en sí, debe ser suficientemente resistente para soportar las líneas de control desde la plataforma al BOP como son las de regulación de flujo ("Choke"), las de cierre y obturación ("Kill"), líneas de estimulación e impulso, líneas de fluido de perforación, líneas de fluido hidráulico de control, líneas de refrigerantes y cables multiplex de control. Además debe ser suficientemente ligero para permitir una combinación de tensionadores en cabeza y flotabilidad para soportar estas líneas, su peso propio, el peso de fluido de perforación en un variado rango de pesos específicos y las desviaciones de la plataforma como consecuencia de los efectos ambientales.

El tiempo empleado en la instalación de equipos en el fondo marino representa una parte significativa del tiempo de operación total. Puede tomar días la instalación de un BOP en una profundidad de 7500' (2300 m). Durante esta operación, la plataforma es vulnerable a los efectos ambientales. Como resultado, el diseño de risers, su flotabilidad, el BOP y el sistema submarino son los elementos más críticos en el diseño de la plataforma. Las dimensiones y el peso de un sistema de risers marinos de 21" y BOPs de 18 ¾" a 15000 psi requieren unas áreas

de manipulación y estiba en cubierta que gobiernan la toma de decisiones durante el dimensionamiento de la plataforma y por tanto el coste de inversión, CAPEX.

5. RISERS MARINOS

La elección de los risers de perforación o risers marinos elegidos en las fases iniciales de proyecto definirá el alcance en las capacidades de la unidad y los auxiliares de cubierta para manipulación y operación. La incorporación de líneas de estimulación incorpora la posibilidad de completar los pozos por la misma plataforma con el equipo ya desplegado. Las líneas de inyección de fluido de perforación en cabeza de BOP, que permiten el uso de fluidos de diferentes densidades y con ello el incremento de la profundidad de perforación, mitigando el efecto de la presión excesiva sobre la formación, presentan nuevas tecnologías que requieren de equipos de cubierta específicos para manipular estas capacidades.

La elección de los conectores de los risers es otra elección clave, que conlleva una reducción en el tiempo de operación. Las dos opciones disponibles son las conexiones mediante bridas empernadas o los conectores tipo "Clip". Estos últimos se diseñan para altas sollicitaciones mecánicas y además requieren unos pocos segundos para su conexión y bloqueo, reduciendo los equipos y herramientas auxiliares para su instalación, a la vez que reduce los riesgos de operación para el personal de cubierta.

El almacenamiento de los risers requiere un espacio elevado sobre cubierta. La primera cuestión a resolver es que longitud de risers se ha de instalar y cuál es la dimensión de cada módulo. La longitud estándar de los módulos de risers en 21" tienen longitudes de 50' y 75', 22,86 m. las medidas de 50' son usadas por unidades de menor porte y en funciones de intervención. Lo habitual es el uso de 75'. Esta longitud se ha visto incrementada desde los previamente estandarizados 50', con el fin de reducir el número de conexiones y desconexiones, al incrementarse la profundidad de operación, reduciendo el tiempo de instalación del BOP. No obstante los risers de 75' representan una serie de problemas que se han de solucionar:

- El transporte por carretera representa un problema logístico, puesto que son medidas extraordinarias que requerirán el uso de transportes especiales y costes adicionales.
- Como consecuencia de lo anterior, se tendrá que prever la reparación y mantenimiento de risers a bordo de la plataforma, con el consiguiente incremento de áreas disponibles y recursos.
- La manipulación de estas unidades se ha de hacer con maniobras específicamente diseñadas que reduzca los daños estructurales debido a su gran longitud.
- Debido a la elevada longitud y peso, el sistema de acopio requiere de atención especial para evitar daños durante la manipulación y reducir volúmenes de estiba.

Una profundidad de 7500' requiere del uso de 100 módulos de risers. Para profundidades de 10000' se requerirán 133 módulos.

Las más modernas unidades han dado un paso más, operando con módulos de risers de 100', 30.48 m (Frigstad D-90). Esta solución reduce el tiempo de operación y el espacio de estiba, siempre en vertical. Al modularse con dos tramos de 50', algunos de los inconvenientes que representa el uso de grandes longitudes se reduce.

La mayoría de las SSDRs tienen estructuras para acopio de los risers en horizontal y usan medios de manipulación que van desde grúas convencionales a puentes grúa de diseño específico, para transportar cada módulo entre el acopio y el derrick y viceversa. Esto requiere un movimiento desde la posición horizontal a la vertical de cada módulo, y consecuentemente desde la vertical a la horizontal. Los módulos de risers marinos son pesados e incómodos de manipular. Este método de acopio y manipulación expone además a los operadores y daños a las coquillas de flotabilidad que rodean los módulos.

La alternativa es el acopio de risers en vertical. La ventaja de esta solución es la reducción del tiempo de enganche, instalación y montaje, menor exposición del personal, reducción de daños a las coquillas de flotación y una menor superficie de acopio, reduciendo la huella sobre cubierta. El acopio vertical se puede hacer sobre la proyección de las columnas estabilizadoras o en la cubierta principal. La solución anterior incrementa la posición vertical del cdg de la plataforma y la superficie expuesta al viento, afectando la estabilidad intacta y

después de daños. El acopio de risers sobre la proyección de las columnas limita el número de módulos, o complica la manipulación al tener que disponer los acopios distantes entre sí, a cada banda. La solución óptima adoptada en los nuevos diseños es la de situar la base de acopios verticales sobre el fondo de la estructura cajón de cubierta. Esto resulta en un incremento de la altura del cdg respecto a la opción de acopio horizontal en un máximo de 4 capas. El incremento de altura es compensado por los beneficios en la manipulación y reducción de daños a los módulos.



Fig. 13. Puente grúa para manipulación vertical de risers. AKER Solutions

El acopio de risers se sitúa adyacente al derrick, donde se han de instalar, conectar y lanzar. El transporte desde el rack de acopio al derrick se hace con equipos de elevación y sistemas de volteo de variadas disposiciones, dependiendo de espacios disponibles y si el acopio es vertical u horizontal. El sistema más extendido es el uso de puentes grúa sobre vía carril que circula sobre el acopio, integrado con un sistema de manipulación para transferencia al derrick. Los módulos se enganchan con un útil específico en el conector del riser, de accionamiento remoto. Los manipuladores destacan por la ausencia de cables en sus medio de elevación, que eliminan el efecto péndulo y por tanto reducen la posibilidad de daños y descontrol en la operación. Desde los racks de acopio y clasificación, el puente grúa desplaza el módulo de risers sobre el transportador/posicionador, que se conoce con el nombre de “CatWalk”. El catwalk desplaza el risers desde el punto de transferencia desde el puente grúa, hasta la base del derrick, posiciona el módulo para que se pueda introducir entre la estructura de este último y lo posiciona para el enganche con el top drive. A continuación acompaña el desplazamiento d izado para evitar impactos con la estructura colindante y centrarlo en la gatera de la placa de araña.

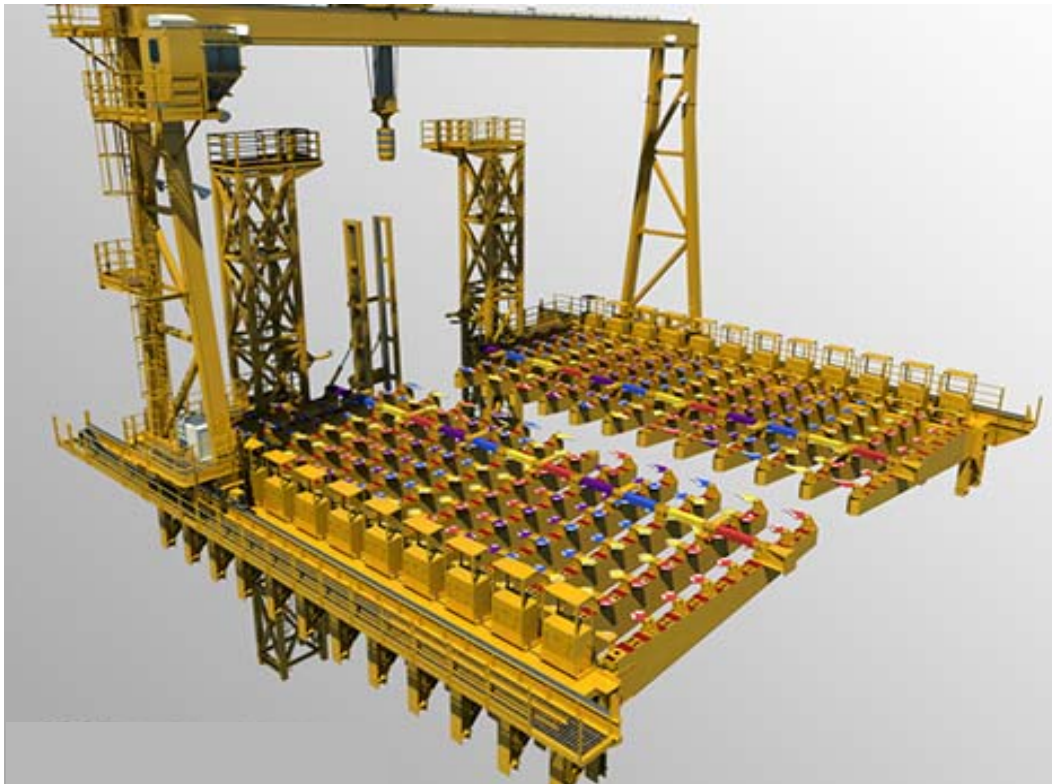


Fig. 14. Sistema de estiba y manipulación de risers en vertical. Friede & Goldman

La espuma sintética es cara. Los daños a las coquillas de flotación de los módulos, son causados usualmente por los errores en su manipulación. El diámetro en el exterior de las coquillas de un riser estándar de 21” es de 54”, 1375 mm. El diámetro de paso estándar en la mesa rotatoria es de 60 ½”, 1540 mm, por donde atraviesan los

risers la cubierta de perforación antes de ser lanzados al fondo marino. Los avances en la tecnología de las espumas con las que se construyen las coquillas de flotabilidad se encaminan al incremento de su resistencia a impactos y al colapso frente a las altas presiones ambientales en aguas profundas y ultra-profundas.

La combinación del peso de las líneas de control del BOP y el peso propio de los risers, al que se suma el peso de fluidos de perforación, fluidos de control, cables, etc, requieren un sistema que evite el colapso de la columna de risers y mantenga su verticalidad. Las coquillas de flotabilidad aportan una componente vertical de fuerza que compensa el peso propio de los risers, pero se requiere una fuerza supletoria que compense incluso el peso en exceso de fluidos y las fuerzas ambientales. Esta fuerza vertical la proporcionan los tensionadores de risers instalados bajo la cubierta de perforación. Para una profundidad de operación de 7500' y un fluido de perforación de 15 ppg, API RP 16Q en operaciones para el GoM y condiciones ambientales calculadas para 10 años de retorno, requiere la aplicación de una fuerza mínima de tensión en el tope del riser de 860 t.

La capacidad de los tensionadores instalados en las SSDRs depende de la profundidad a la que operen y son equipos que se pueden intercambiar o regular. Estos equipos pueden ser cilindros hidráulicos directamente instalados en el collar de soporte del riser y sobre el fondo de cubierta de perforación, o por aparejos de cables compensados por cilindros hidráulicos instalados sobre cubierta. El número de compensadores y la capacidad de cada uno es variable en función de las condiciones operativas. Otra variable a considerar en los tensores de risers es la carrera disponible. El estándar equivale a 50', 15.24 m, que excede la carrera admisible de la junta deslizante instalada en cabeza del riser. Las tensiones instaladas se distribuyen en función de la profundidad en función de la profundidad operativa en los rangos:

- Profundidad de operación por debajo de 1000 m, tensiones entre 800 t a 1200 t
- Profundidad de operación entre 1000 m y 2300 m, tensiones entre 1200 t a 1600 t
- Profundidad de operación por encima de 2300 m, tensiones hasta 1900 t

La selección del sistema de tensión en la cabeza de risers impacta en el diseño de la SSDR en cuanto al empacho que supone la instalación y su repercusión en las dimensiones del moonpool. Los sistemas convencionales a base de cable de acero y compensadores hidráulicos necesitan menor espacio que el sistema directo, aunque este último presenta un mejor control y regulación.

6. MOONPOOL

Un buen acceso bajo la cubierta de perforación, libre de obstáculos, es necesario para el despliegue de los equipos de perforación y submarinos bajo la cubierta de perforación y en la vertical del derrick. Este acceso que atraviesa la estructura de cubierta en toda su altura, es de sección rectangular. Los tensionadores de riser, soportes de BOPs y árboles, y todos los equipos auxiliares hacen de esta un área muy congestionada. Este paso a través de la cubierta se ha de diseñar con sumo cuidado. Desde un punto de vista estructural, los mamparos estructurales longitudinales de cubierta se alinean con los mamparos interiores de las columnas estabilizadoras. El moonpool no se puede extender más allá de estos mamparos, limitando la manga máxima del moonpool. Las dimensiones de moonpool dependerán del equipo y las operaciones para las que se diseñe la unidad. Las dimensiones medias analizadas en las últimas generaciones son:

- Unidades con operación dual, mangas entre 31 a 42 m y esloras entre 8 a 9 m.
- Unidades con un solo topdrive, mangas entre 15 y 28 m y esloras entre 6.5 y 10 m.

La sección de moonpool no tiene porqué ser continua en todo el puntal de cubierta. Con el fin de mejorar la estabilidad y la operatividad, las últimas y más potentes unidades estiban los BOPs bajo cubierta en el hueco de moonpool, al igual que se disponen de travelers para el posicionamiento de los equipos en la vertical del topdrive para su lanzamiento. *Fig 15.*

No hay una tendencia uniforme en las dimensiones de moonpool, lo que refiere un diseño a medida para los equipos a instalar, los equipos de manipulación y las prácticas de los operadores. La implantación de los risers con capacidad de operación dual, han incrementado las mangas de moonpool, lo que habrá que considerar en la fase inicial de proyecto.

El acceso al moonpool desde todas sus bandas, es necesario para la maniobra de los equipos instalados y mejorar su despliegue. Esto permite que el BOP esté estibado y se provea acceso a una banda, mientras los árboles y otros equipos subsea, de menor tamaño, se estiben y maniobren en la banda opuesta. El criterio que se ha de imponer es el de eliminar congestión en la zona de operaciones.

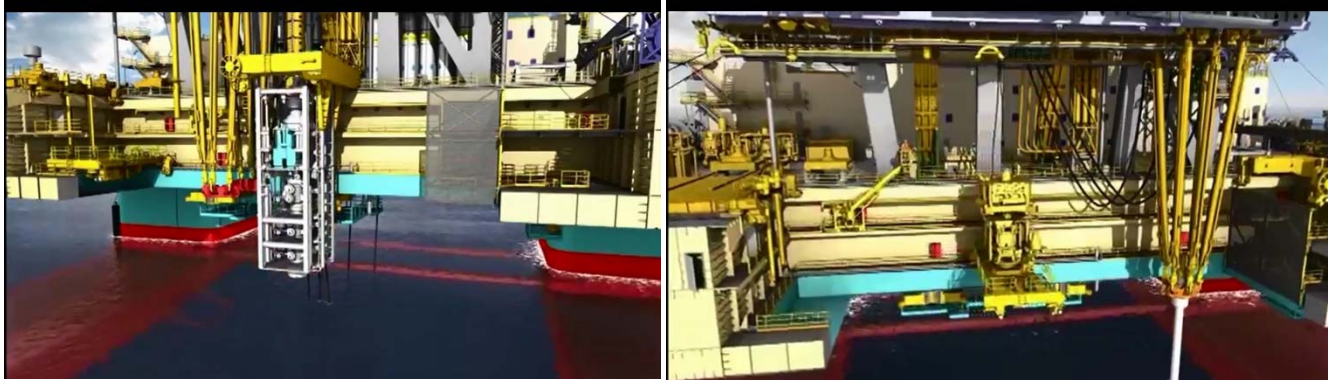


Fig. 15. Moonpool. Lanzando BOP (izq). Preparando para lanzar arboles con riser bajo tensión. Maesk Driller Developer

El BOP es un elemento de grandes dimensiones, peso y coste (se ha dado mayor información en un volumen previo de este proyecto), que resulta difícil de maniobrar. Para la estiba y posterior posicionamiento de este se requiere de elevadores o travelers en diversidad de capacidades y tipologías que tienen en común la ausencia de cables entre los medios de elevación. Todos estos equipos requieren de áreas con corredores libres de obstáculos que requieren un estudio detallado de rutas y cargas para diseño de la estructura de forma eficiente.

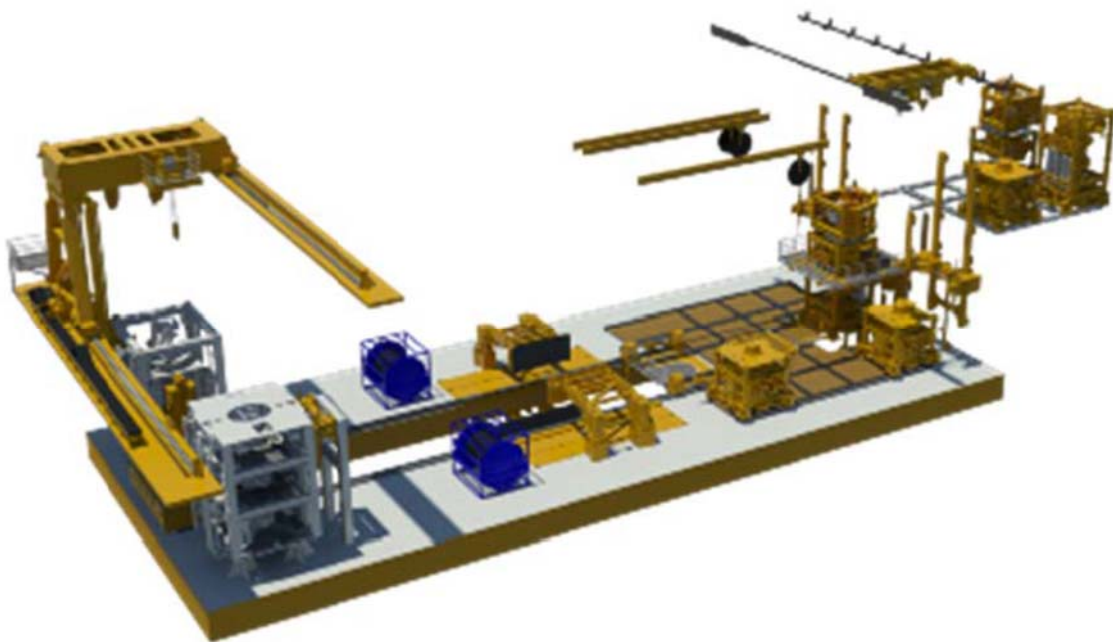


Fig. 16. Maniobra de equipos subsea en moonpool.

7. OPERACIÓN DUAL.

Un Sistema de operación dual salva tiempo durante el despliegue de tubulares a través de la columna de agua entre la plataforma y el fondo. La característica más importante de un sistema de operación dual es la habilidad para instalar dos líneas de tubería hasta el fondo de forma simultánea desde puntos de izado separados una distancia horizontal suficiente para prevenir la interacción entre ellas bajo la quilla de la plataforma. Para ello, sobre un “derrick” de dimensiones apropiadas se sitúan dos maniobras compuestas por dos bloques de corona con compensadores de arfada desde donde se suspenden dos “topdrives” compensados y maniobrados por dos “drawworks”.

El mayor ahorro de tiempo se obtiene durante el inicio de la perforación. Los tubulares que componen el conductor se pueden instalar y lanzar al fondo con una maniobra, mientras el pozo se comienza a perforar con la otra. Se puede lanzar el BOP y risers cuando se ha terminado de completar el casing de superficie. Una vez el BOP y risers instalados sobre el cabezal del pozo, la maniobra libre se puede usar para conectar y preparar toda la tubería de perforación requerida y estibarla en sus racks, así como conectar los módulos de encamisados o casing requeridos, y estibarlos igualmente en racks.

La segunda gran ventaja en cuanto a reducción en el tiempo de operación, se consigue durante la instalación de los árboles de producción. El árbol se puede lanzar al fondo mientras el BOP y riser están aún conectados. Hay suficiente separación horizontal entre las maniobras de izado para permitir al BOP ser desacoplado e izado por los cilindros de tensionado o por el carro de suspensión o “flatberd cart”. A continuación la SSDR se reposiciona sobre la cabeza del pozo y se procede con la instalación del árbol que alcanzó la profundidad previamente, antes de que el BOP retorne a superficie o se conecte a otro pozo.

Para obtener el máximo beneficio de este sistema, ambas líneas de suspensión deben tener un top drive y su correspondiente compensador de arfada. Se suelen dimensionar las líneas de izado con capacidades diferentes para optimizar el coste y las operaciones. La línea de izado principal, la de mayor capacidad de carga, siempre será la que suspenda el BOP y riser oceánico, el equipo más pesado, y estará del lado donde se estiba a bordo el BOP, generalmente estribor. Las capacidades dinámicas de elevación en la maniobra principal está entre las 1000 t y 1200 t. La maniobra auxiliar puede compartir capacidades pero lo habitual es que disponga hasta de 650 t de carga dinámica. Los pesos propios van desde las 65 t de los más pesados a las 11 t de los más ligeros con longitudes entre los 9.5 a los 5.8 m.

El top drive se utiliza para rotar la cabeza de corte desde la plataforma a través de la sarta de tubería durante la perforación del pozo. Es una herramienta que se suspende del derrick de la plataforma. Las potencias pueden superar los 2500 Hp en el eje de conexión con la tubería de perforación. Este sustituye en la actualidad al tradicional Kelly o a la mesa rotativa, disminuyendo la labor manual que envolvía la operación y sus riesgos asociados. Está compuesto por uno o más motores eléctricos o hidráulicos, conectado a la línea de perforación con un pequeño tramo de tubería conocido como cañón. Suspendido bajo el gancho de la pasteca de carga del derrick, se puede mover entre los extremos verticales de este. Las ventajas de este frente a los tradicionales Kelly y mesa rotatoria se pueden enumerar:

- Puede perforar con tres módulos de tubería sobre la cubierta de perforación frente a los anteriores que había que conectar tramos uno a uno.
- Por la continuidad, al disminuir las paradas para conectar tramos, disminuye la frecuencia de atasco de la línea de perforación.
- Mejor control sobre el bombeo y accionamiento de los útiles instalados en la sarta de perforación.
- Mayores potencias disponibles.

Un sistema de operación dual complica la disposición de toda el área alrededor de la cubierta de perforación, lo que complicará su construcción e incrementará el coste.

8. CUBIERTA DE PERFORACIÓN Y DERRICK. COMPENSADORES

Sobre la cubierta de perforación se sitúan los equipos de perforación y de preparación de tubulares antes de su incursión hacia el fondo marino. La maniobra de perforación a nivel de superficie tiene lugar en el eje vertical, con un movimiento de avance en sentido descendente. Debido a las dimensiones, esbeltez y flexibilidad de los tubulares empleados, la forma correcta de manipularlos es en suspensión por su extremo superior y un guiado



Fig. 17. Top drive MH DDM 1000AC.
Aker Solutions

lateral para controlar tanto su posición vertical como en el plano. Para ello se requiere el uso de medios de izado que se arraiguen en alturas superiores a las longitudes de los tubulares consideradas como efectivas desde el punto de vista productivo. La estructura básica para soportar el sistema de izado es el derrick, que se instala sobre la cubierta de perforación.

Se distinguen diferentes tipos de risers instalados en la actualidad sobre SSDRs en operación. El derrick convencional, utilizado desde el origen en la industria offshore, está construido en base a celosías y es de una característica forma tronco piramidal. El diseño se ha ido evolucionando con el tiempo hacia formas cada vez más adaptadas a la concentración de actividades y la automatización. La altura ha ido incrementándose con el tiempo principalmente por dos hechos fundamentales:

- El empleo de compensadores de arfada montados en el tope superior de los derricks, con efecto en la sarta de perforación y aparejos de suspensión
- El incremento en la longitud de la tubería de perforación. La longitud de una sección de tubería está entre 30' y 33', longitud útil para todo tipo de transporte. Al llegar a la SSDR se estiba en racks, en posición horizontal sobre cubierta. Previo al lanzamiento se conectan entre sí las secciones para formar cuerdas y de esta forma reducir el tiempo de esperas o paradas durante la perforación en si, al reducir las conexiones en operación. Anteriormente el estándar era montar cuerdas con dos secciones. Actualmente el estándar es la conexión en vertical de tres secciones para conseguir una longitud total de entre 90' y 99', con un máximo de 30.2 m. Esta longitud se ha de acomodar en el interior de la estructura, en vertical bajo el top drive, pasteca de suspensión y corona superior.

La aparición de la operación dual ha evolucionado hacia estructuras mayores, con mayores secciones en la base para acomodar la doble maniobra a una determinada distancia horizontal. Previamente la forma tronco piramidal simétrica se deformó para dar cabida en el interior a los stands de cuerdas pre-montadas de tubería y los equipos de manipulación.



Fig. 18. Derricks clásicos para plataformas offshore, incluyen compensadores de arfada (izq). Vista cenital del interior de derrick con racks de tubería y equipo de estibado (der. Cosl Pioneer)



Fig. 19. Derricks para operación dual, con doble compensador montado en corona. Maersk Developer

La aparición de los derricks hidráulicos, RamRig, están imponiendo se están imponiendo en los nuevos diseños para aguas ultra-profundas. Se usan con uno, dos o tres aparejos de elevación totalmente independientes y paralelos, con capacidades que superan las 1000 t de elevación. Las características y ventajas de estos derricks respecto a los tradicionales se resumen en:

- Reducción de la altura total de la estructura al tener los compensadores incorporados en los cilindros de elevación.
- Menor peso y superficie de instalación.
- Al bajar el centro de gravedad por su menor altura, incrementa la VDL.



Fig. 20. MH RamRig. Aker Solutions

- Alta flexibilidad para acomodar e integrar sistemas de compensación de arfada con una mayor carrera.
- Reducción de las variaciones de peso sobre la barrena y optimización en la velocidad de penetración, como consecuencia del control de los actuadores hidráulicos.
- No hay drawworks, aumentando considerablemente la capacidad de frenado y eliminando el riesgo de caídas incontroladas.

En aplicaciones con menores exigencias, se dispone de otras soluciones como las torre de perforación multipropósito, MPT (“Multi Purpose Tower”), introducida por Huisman. El concepto se basa en una estructura en cajón vertical en vez de las tradicionales estructuras de celosía. Esta estructura es capaz de soportar las cargas de operación e incluir en su interior, protegido del medio ambiente, los principales equipos.

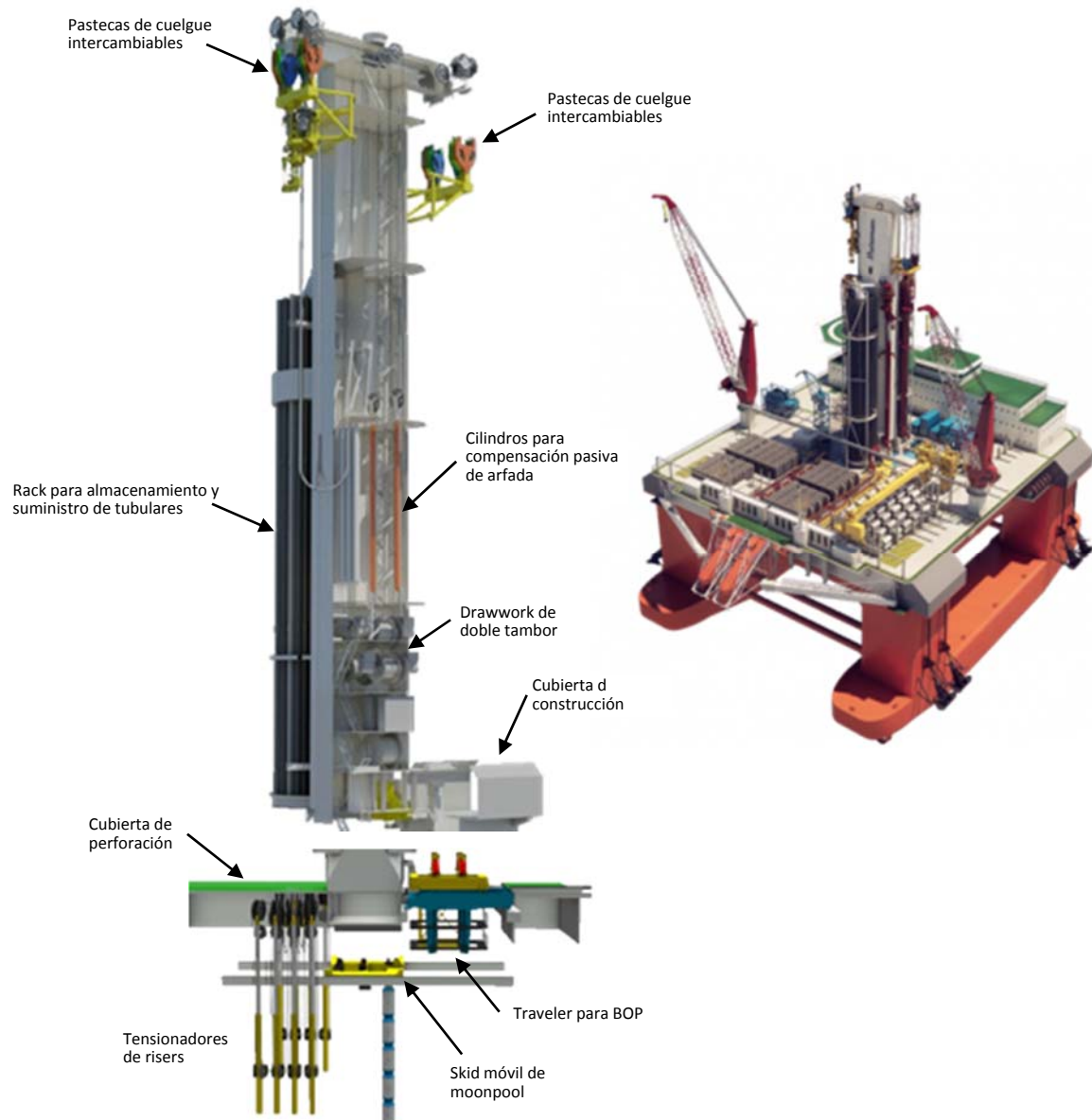


Fig. 21. MPT. Huisman

La elevada superficie expuesta al aire de los derricks representa una componente importante del momento escorante a considerar durante la verificación de estabilidad estática y frente a avería. Las dimensiones medias de los derricks de celosía, convencionales y duales, instalados en SSDRs de nueva construcción están en el siguiente entorno:

- SSDRs con capacidad de perforación hasta 25000' (7600 m), el derrick tienen alturas de 50 m sobre la cubierta de perforación
- SSDRs con capacidad de perforación hasta 30000' (9100 m), el derrick tienen alturas de hasta 65 m sobre la cubierta de perforación

- SSDRs con capacidad de perforación hasta 40000' (9100 m), el derrick tienen alturas de hasta 68 m sobre la cubierta de perforación

El incremento de la longitud total perforable tiene un límite, que como se comentó, depende de la longitud de las cuerdas máximas de tubería, 99'.

Las dimensiones de la base variaran en función de los equipos montados y la distribución. Para derricks con funcionalidad dual, las dimensiones en la base medias están en 14 m de eslora por 16 de manga. La cabeza del derrick se reduce para acomodar los polines de los compensadores de corona que tienen dimensiones de eslora de 4 a 5 m. Con el fin de mantener la máxima separación horizontal entre las líneas de izado, la reducción de longitud en la dirección de la manga es casi nula. Estas dimensiones le permitirán acomodar en el interior del derrick los stands para el acopio en vertical de la tubería de perforación, armada en diferentes cuerdas de tres módulos. Para una capacidad de perforación media de 40000' se necesitarán $40000/99 = 405$ cuerdas de perforación aproximadamente. Si se acopia en un stand de sección cuadrada, necesitaremos acopiar en 21 fila y 21 columnas. La dimensión de la tubería de perforación van desde 3 1/2" a 6 5/8", este último como máximo en . Considerando un intercalado de medio y un cuarto de diámetro respectivamente, las dimensiones máximas del stand serían:

- Para tubería de 3 1/2" = $1.5 * 3 \frac{1}{2}" * 21 = 110 \frac{1}{4}" = 2.8$ m de lado
- Para tubería de 6 5/8" = $1.25 * 6 \frac{5}{8}" * 21 = 173 \frac{7}{8}" = 4.3$ m de lado

Considerando un valor medio, el stand requiere una base de 3.5 m de lado. Para visualización ver [Fig. 18](#). Los tubulares necesarios no son solamente los requeridos para perforación. Los encamisados han de disponerse en stands igualmente, con lo que habrá que disponer espacio igualmente, este en dimensiones netamente mayores, aunque en menor proporción. Esta disposición de la tubería sube el cdg de la SSDR, que se debe tener en cuenta durante el diseño básico.

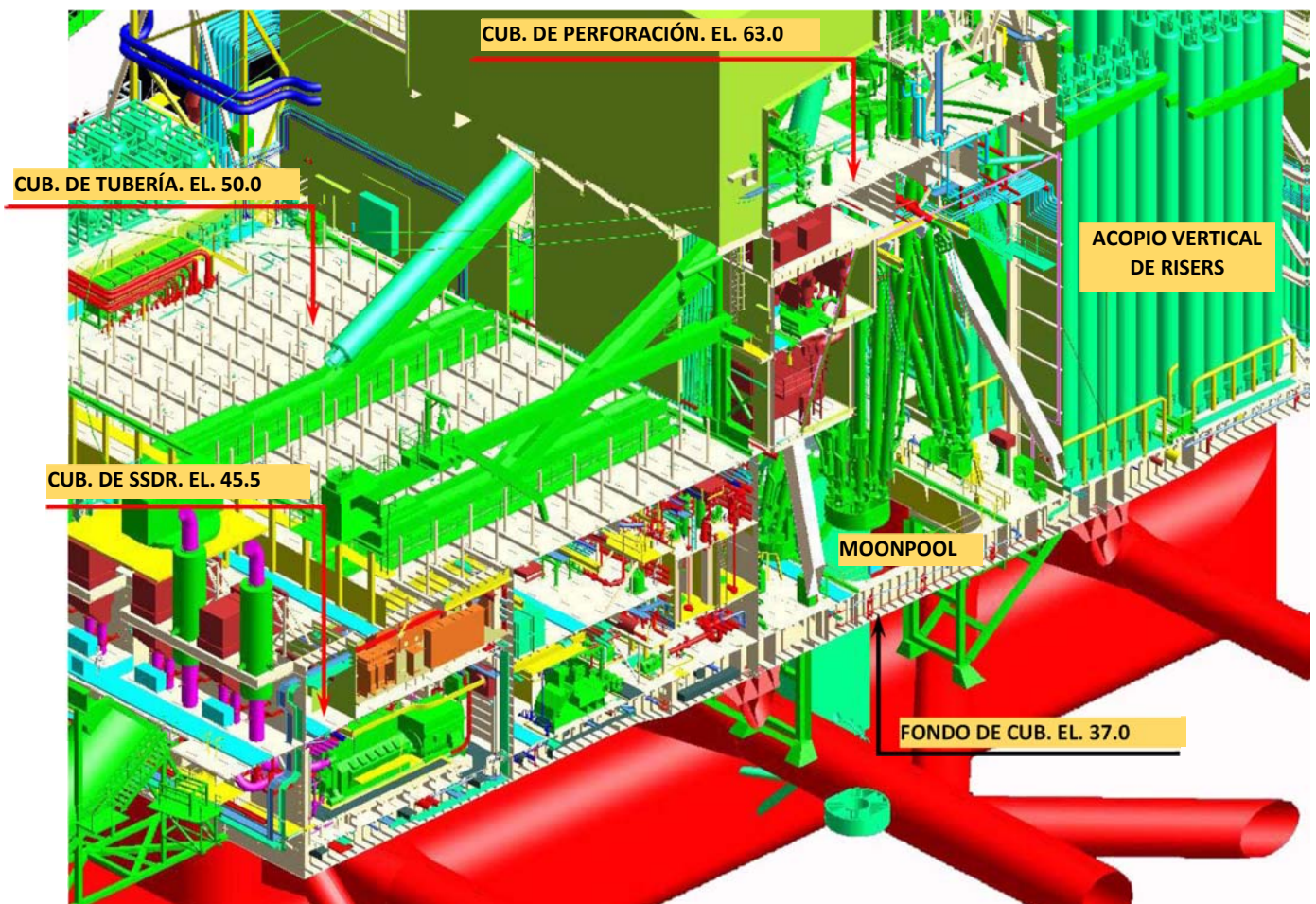


Fig. 22. Sección de estructura de cubierta de la Aker H-6e Posición de cubierta de perforación sobre cubierta de SSDR.

La cubierta de perforación es la estructura sobre la que se sitúa la cabina de control para las operaciones de perforación y los equipos auxiliares, como brazos de maniobra para tubulares y el “Iron Roughnecks”, herramienta encargada de aplicar el par de apriete a las conexiones roscadas de los tubulares.

La cubierta está elevada sobre la cubierta de la SSDR para dar cabida y soporte bajo ella a toda la maniobra del moonpool, espacio para conexión de BOP, instalación de tensionadores de risers, etc, y permitir el acceso a los catwalk y equipos de alimentación de tubulares. La cubierta de perforación ha de tener una elevada rigidez estructural y distribución de cargas sobre los elementos resistentes de la cubierta. Su posición vertical sobre cubierta de SSDR suele variar con el diseño, pero lo habitual es situarla por encima de los 12 m sobre el nivel de cubierta de plataforma.

Hay tres vías para compensar el movimiento de arfada de la SSDR sobre la requerida estabilidad de la línea de perforación, la instalación de los equipos submarinos en el fondo o su conexión al cabezal de pozo o a otros ya instalados. El compensador montado en la cabeza del derrick y los compensadores suspendidos de la pasteca de izado, del que a su vez cuelga el top drive son los mas extendidos. Sus desventajas son el elevado peso añadido en el extremo superior del derrick y la necesidad de elevar la altura de este para acomodar el compensador suspendido. Ambas soluciones incrementa la altura del cdg de la unidad. La alternativa está en la instalación de drawworks con compensación de arfada. Este último es de reacciones más lentas e indirectas que los anteriores sistemas, pero tienen un campo de aplicación interesante en unidades que operen en ambientes moderados y que presenten elevados desplazamientos, cuya conjunción inducen movimientos de arfada periodos mayores.

9. SISTEMA DE LODOS DE PERFORACIÓN.

Los lodos de perforación encuentran uso en diferentes fases de actividad de una SSDR, como ya se describió en volúmenes anteriores de este proyecto final de carrera.

La demanda de lodos o fluidos de perforación depende de diversos factores, que a la vez fijarán la capacidad de almacenamiento a disponer en la unidad. Uno de estos factores es la profundidad operativa. El volumen de lodos de un riser de 21” para 7500’ de profundidad es de 480 m³. La mayoría de los programas de perforación requieren el uso de dos sistemas de lodos, que deben mantenerse en condiciones de uso simultáneamente en tanques de activación. Cuando se encuentra flujos de agua subterránea durante la perforación, se requieren grandes volúmenes de lodos de alta densidad para obturar y contener la presión y poder continuar. Estos no son recuperables, por tanto se ha de prever una reserva de tanques al efecto, que se suelen disponer en las columnas estabilizadoras

Para sacar el máximo provecho de esta capacidad, el sistema debe estar configurado con la flexibilidad de intercambio en caliente. Intercambio en caliente significa que el programa de perforación puede cambiar de un sistema de lodo a otro de inmediato, sin contaminaciones entre ellos. Para lograr esto, cada sistema debe estar completamente aislado del otro, incluyendo las instalaciones dedicadas a la adición y mezcla.

El sistema de circulación del lodo de perforación consiste en sí en un circuito cerrado donde, el lodo preparado en la base y peso específico requerido se prepara y mantiene en tanques de mezcla situados en el fondo de la cubierta de SSDR. Este fluido es bombeado por potentes bombas alternativas por una instalación de tubería, en el casco que atraviesa la cubierta y se dirige al derrick por el stand pipe. Este se conecta al top drive mediante una tubería flexible, rotary hose. El lodo viaja entonces por el interior de la tubería de perforación hacia el fondo, acciona el motor de fondo que hace girar la cabeza de corte y desde el escape de este motor hidráulico sale al frente de corte atravesando unos taladros exprofeso practicados en esta, refrigerando y lubricando. Debido a la presión, este fluido tiende a subir por la zona anular entre la tubería de perforación y la superficie del pozo terminado, arrastrando el material cortado en suspensión. Debido a la mayor densidad del fluido y el efecto de la velocidad del flujo, las partículas de material cortado asciende hasta la superficie y volviendo a la plataforma. El lodo viaja por el riser hasta el diverter colocado por encima de la unión deslizando y bajo la cubierta de perforación y desde este conducido por tuberías se dirige a la planta de tratamiento.

En la planta de tratamiento primeramente se procede a un cribado para separar los sólidos de grandes dimensiones, que se apartan a un contenedor para su descara y tratamiento en tierra. A continuación se somete a un decantado y desgasificado, retirada de arenas y limos mediante hidro-ciclones y decantados. En función de su situación se regenera o se envía directamente a los tanques de almacenamiento para ser nuevamente circulado al frente de corte.

La complejidad, potencia y dimensiones de los equipos del sistema son variadas y dependen en gran medida de los estándares de las compañías de operación, pero representa más del 20% del volumen de cubierta, en espacios para equipos y estiba. Proveer accesos para el mantenimiento y sustitución de equipos se habrá de considerar en el diseño inicial, priorizando la accesibilidad a los equipos reemplazables.

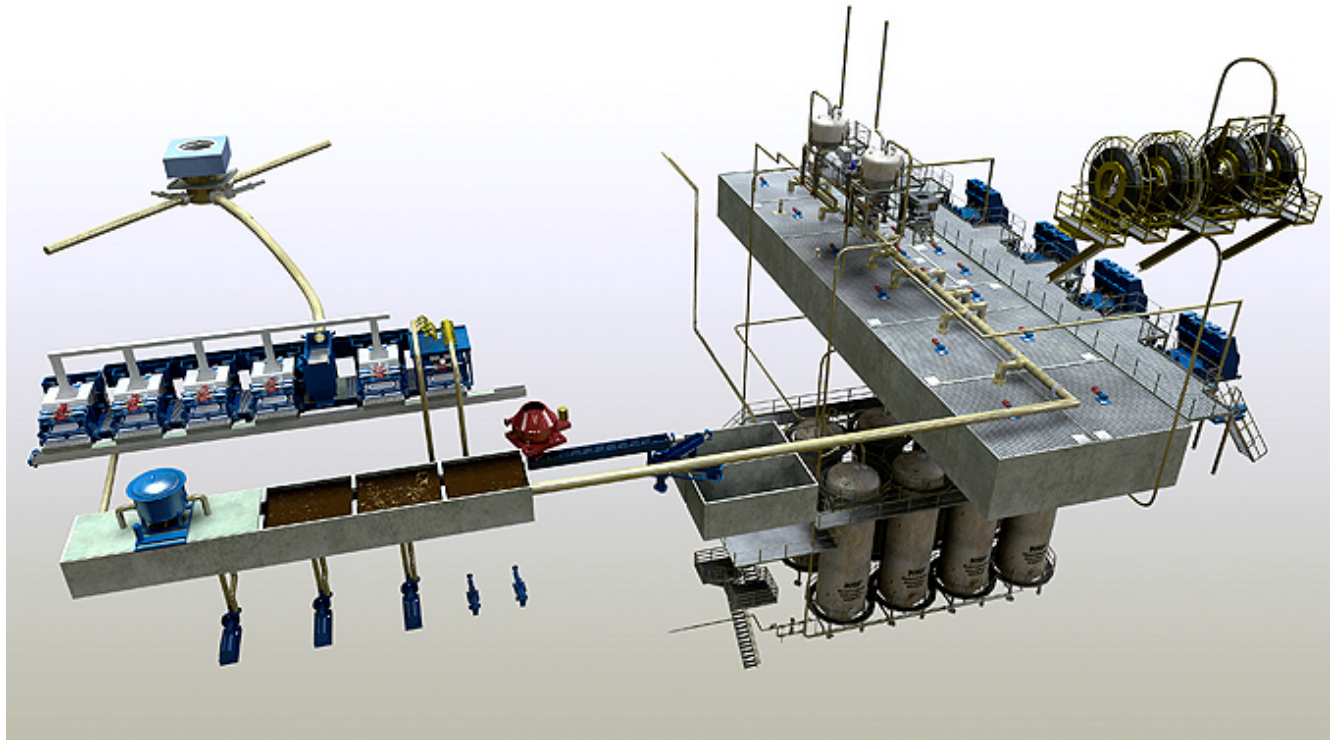


Fig. 23. Sistema de lodos para SSDR. National Oilwell Varco.

El principal elemento del sistema son las bombas de lodos. Se suelen situar en el fondo de la cubierta asegurando el cebado continuo desde los tanques de lodos. Son bombas de grandes potencias instaladas, por encima de los 2200 hp y altas presiones, 7500 psi, 520 bar. Se disponen entre 3 a 4 bombas, dando un 200% de redundancia, al considerar este sistema como esencial para la seguridad, cuando actúa como control de pozo.

REFERENCIAS.

1. Drill ship or semi? The choice is not always clear. Offshore. Howard Day. F & G. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-62/issue-4/news/drillship-or-semibrthe-choice-is-not-always-clear.html>
2. Basics of Dynamic Positioning, Jon Holvik. Kongsberg Simrad Inc. (Houston). 1998
3. Model Tests for the DP System of a Drilling Semi-Submersible. Jitendra Prasad, Hatem Elgamiel. DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE. 2006

PAGINA EN BLANCO

2.5. EVOLUCIÓN EN EL MERCADO OFFSHORE. SITUACIÓN Y PROYECCIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MODUs

- 1. DESARROLLO OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS**
- 2. EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN OFFSHORE. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIÓN**
 - 2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA FLOTA MODU**
- 3. CONSTRUCCIÓN OFFSHORE GLOBAL**
 - 3.1. CONSTRUCCIÓN DE MODUS. EVOLUCIÓN Y DISTRIBUCIÓN REGIONAL**
 - 3.1.1. BOOM ACTUAL DE LA CONSTRUCCIÓN OFFSHORE**
 - 3.1.2. COSTES DE CONSTRUCCIÓN**
- 4. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE MODUS**
- 5. BANDERAS Y ARMADORES DE LA FLOTA GLOBAL DE SSDRs**
- 6. SOCIEDADES DE CLASIFICACIÓN. CLASIFICACIÓN DE SSDRs**

ANEXO I. PERSPECTIVAS E INVERSIONES FUTURAS

ANEXO II. PRINCIPALES REGIONES OFFSHORE

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

EVOLUCIÓN EN EL MERCADO OFFSHORE. SITUACIÓN Y PROYECCIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MODUS.

Entre 1920 y 1930 se pusieron en producción en Azerbaijan (Caspio) y Venezuela, constituyéndose como los primeros campos offshore de la historia, aunque la explotación a gran escala se inició en el Golfo de México (GoM) en los años cincuenta. Estos primeros campos se desarrollaron con plataformas fondeadas en las costas de Texas en profundidades no superiores a los 30 m, cuyo único cometido era servir de soporte al cabezal de pozo.

Tras la primera crisis del petróleo de 1973, se impulsó desde las autoridades gubernamentales el lanzamiento de la exploración de nuevas reservas para desligarse de la dependencia productiva del medio oriente, coincidiendo con las nacionalizaciones generalizadas de las explotaciones en esos países, y norte américa, combinado con el incremento en el precio de los hidrocarburos.

Los países ribereños del Mar del Norte, como Gran Bretaña y Noruega, comenzaron el desarrollo y explotación de las reservas en sus respectivas aguas jurisdiccionales en profundidades de entre 100 y 150 m.

En la actualidad, todas los operadores líderes del sector O&G están desarrollando e impulsando la actividad offshore. Ante la imposibilidad de acceder a las nuevas reservas con métodos convencionales, se está invirtiendo en el desarrollo de técnicas innovadoras y de alta complejidad para la explotación de las aguas profundas y ultra-profundas. El incremento mantenido en el precio del barril de crudo, permite a los productores justificar los más avanzadas y más costosas tecnologías para poner en valor los recursos disponibles en aquellas reservas.

Los costes de producción para reservas varían con la profundidad del yacimiento. En 2013, los costes de producción para aguas someras se situaban en una horquilla entre 10 y 430 \$/bbl, mientras que para aguas ultra-profundas varía entre 36 y 80 \$/bbl dependiendo del operador y el campo, Fig. 1.

En 2010 la producción offshore de las reservas regionales llegó a los 650 billones de barriles de crudo equivalentes, Gboe, lo que equivale al 20% de las reservas globales conocidas. En reservas de gas, estas regiones representan el 25% de las reservas conocidas. La producción offshore es prioritaria en la estrategia de desarrollo de todos los grandes operadores mundiales, y representan una frontera tecnológica por la profundidad y altas presiones de explotación.

En 2010 la industria offshore produjo 23.6 millones de barriles por día (MMbld), o el 30% de la producción global, y 2.4 billones de m³ por día (bcm/d) de gas, o el 27% de la producción global. La proporción es superior en los países que no pertenecen a la OPEC.

Dos regiones concentran más del 42% de la producción offshore global: el medio oriente con el 22%, donde la producción se concentra en aguas someras, menos de 200 m, y África occidental con el 20%, donde la producción se focaliza en Nigeria, Angola y Ghana.

Regiones con mayor madurez, como el Mar del Norte, MdN, contribuye con el 17% de la producción global. La producción en Sudamérica se está viendo incrementada, con una contribución que excede el 16% golbal, como consecuencia de la enorme inversión en la puesta en marcha de la producción del mayor campo de formación pre-salt en Brasil come es el campo Lula.

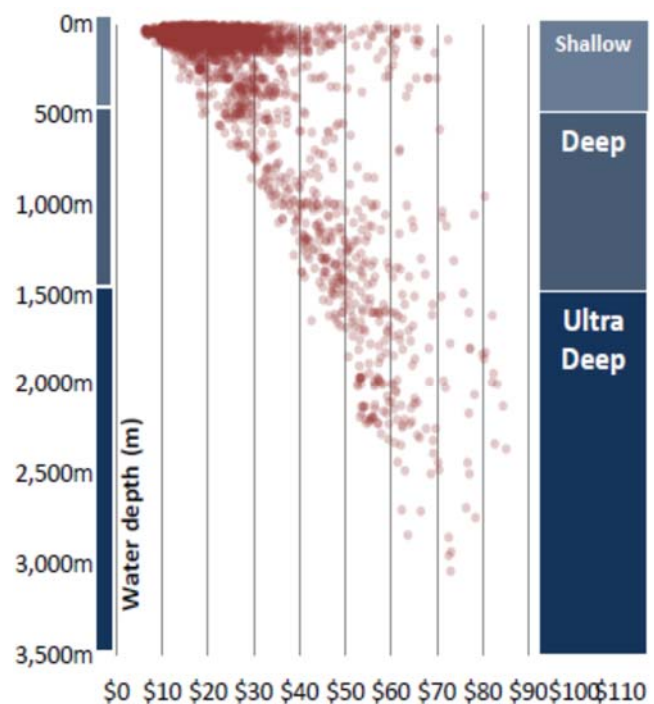


Fig. 1. Costes de producción del barril de crudo en campos offshore. Infield System. Ref. 2

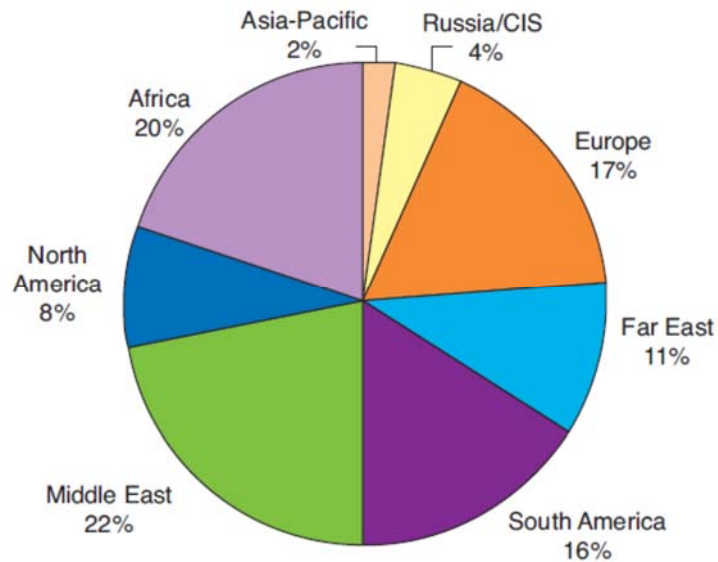


Fig. 2. Producción offshore global de crudo. IFPEN 2011

En términos de producción de gas, el MdN con sus reservas marinas y el extremo oriente, se mantienen a la cabeza de la producción mundial. El medio oriente aporta el 15% de la producción, aunque esta producción puede incrementarse como resultado de los continuos desarrollos de campos offshore en las costas de Israel y otros grandes proyectos en vías de desarrollo en el mediterráneo oriental, como los de Líbano, Siria, Chipre y Egipto.

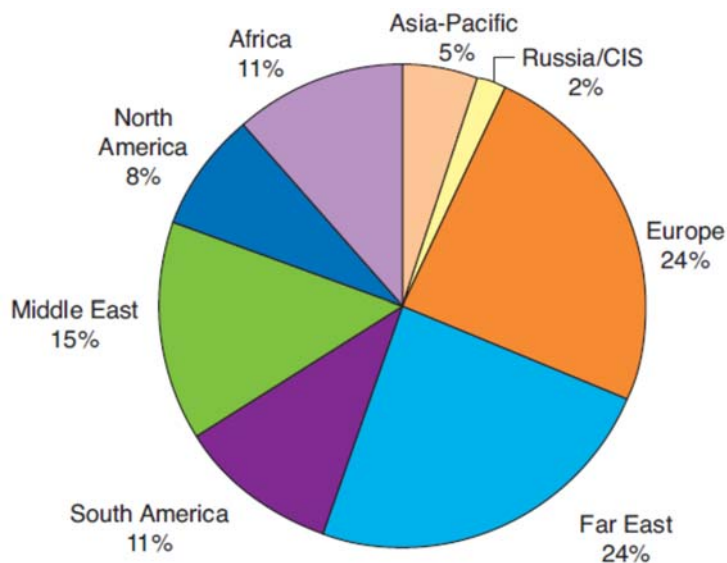


Fig. 3. Producción offshore global de gas. IFPEN 2011

1. DESARROLLO OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS

Las fronteras que delimitan la clasificación entre aguas someras profundas y ultra-profundas no están consensuada y varía sustancialmente entre regiones, operadores o entidades reguladoras, aunque sí está más extendida la cota de 1500 m como la divisoria entre aguas profundas y ultra-profundas.

El progreso tecnológico en la exploración, especialmente la habilidad para visualizar aquellas formaciones que actúan como barreras de contención a reservas de hidrocarburos (sal, basalto, etc), y otras complejidades geológicas han hecho posible el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos offshore.

Las nuevas reservas que se descubren son en su mayoría de dimensiones modestas, y se encuentran en formaciones a cada vez mayor profundidad. Poner estos yacimientos en producción representa grandes retos tecnológicos y financieros.

Es tecnológicamente posible perforar pozos en profundidades de 3000 m para alcanzar reservas aún mucho más profundas.

Hasta finales de 2011, 450 nuevos campos han sido descubiertos en todo el mundo in agua de profundidades mayores de 1000 m. De estos el 38% están en el GoM, 18% en Brasil, 26% en el Golfo de Guinéa (GoG) y el 13% en la región Asia-Pacífico (APAC), en costas de Australia, India, Malasya, Indonesia y China. También se han producido descubrimiento importantes en el Mar de Noruega (MoN), Egipto, Istael, Trinidad & Tobago, Canaday Groenlandia.

Las reservas de crudo estimadas en 2008 en profundidades superiores a los 1000 m eran de 72 Gbbl. Este número representa aproximadamente el 4% de las reservas mundiales. Cuatro países mantienen el 90% de la reserva de crudo offshore global en aguas profundas: Brasil, USA, Angola y Nigeria. La producción global de crudo proveniente del offshore se espera que alcance el 33% de la producción mundial en 2015 s/Infield, [Ref 2](#), [Fig. 4](#).

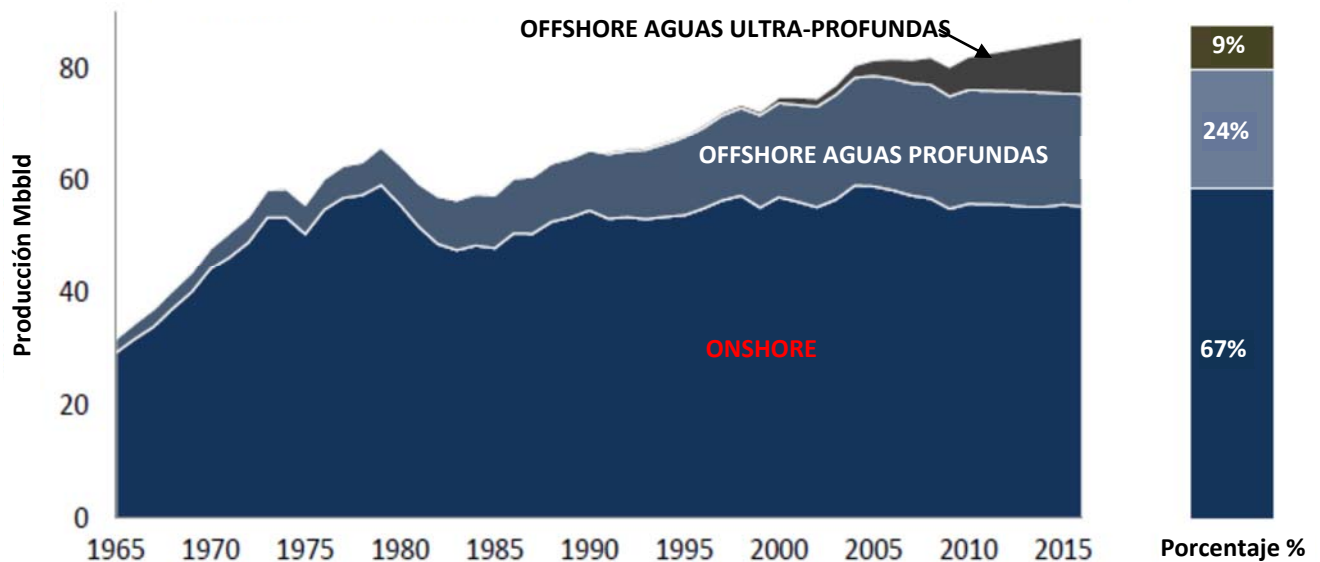


Fig. 4. Evolución de la producción mundial de crudo offshore y proyección. Infield system 2012

Las reservas de gas con más de 2.7 Tm³ descubiertas en aguas profundas de más de 1000 m están localizadas en siete países principalmente; Australia con el 40% del total, India, USA, Indonesia y Nigeria con entre el 8% a 10% del total, más Brasil y China con el 5% cada uno.

La producción en aguas profundas mayores de 1000 m fue estimada en 3.2 Mbbl/d en 2008, lo que equivale al 3% de la producción global. Cerca de la mitad de esta cantidad se ha producido en África occidental. Australia comenzó al explotación de gas a grandes profundidades en 2011, y se considera se convierta en un futuro próximo en uno de los mayores productores de gas, al igual que USA.

En el periodo comprendido entre 2005 y 2012, la producción se incrementó en aguas profundas y ultra-profundas. Los volúmenes de producción se multiplicaron por 3 y 3,5 respectivamente, mientras que la producción en profundidades por debajo de los 1000 m lo hizo solo por 2. Esta tendencia se espera continúe en el futuro, con previsiones optimistas para aguas ultra-profundas de que se multiplique por 4.5, mientras que en el resto de segmentos lo hara por 2.

Mientras la producción onshore se ha estabilizado, la producción offshore se está incrementando continuamente, mejorando incluso los ratios de producción. [Fig 6](#).

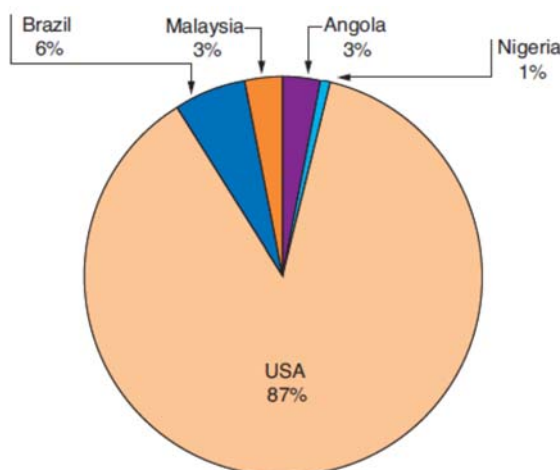


Fig. 5. Producción offshore global de gas en profundidades mayores de 1000 m. IFPEN 2011

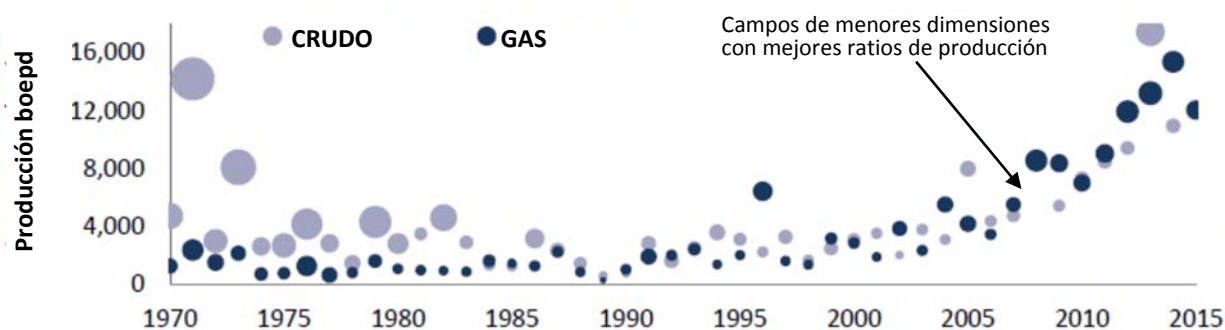


Fig. 6. Evolución de desarrollo y producción de los campos offshore de hidrocarburos. Ref. 2

Las consecuencias directas e indirectas en el desarrollo de campos en aguas cada vez más profundas han sido la instalación de plataformas de explotación en zonas cada vez más remotas y en ambientes más duros. En 1970 la instalación más alejada de la costa del MdN lo era a 10 km. Husky's SeaRose en Canada está a 350 km desde la costa más cercana. Por otro lado las líneas de flujo que unen los manifolds de producción subsea con la plataforma se han incrementado con la dispersión de los pozos dentro del campo, hasta más de 13 km a elevadas profundidades.

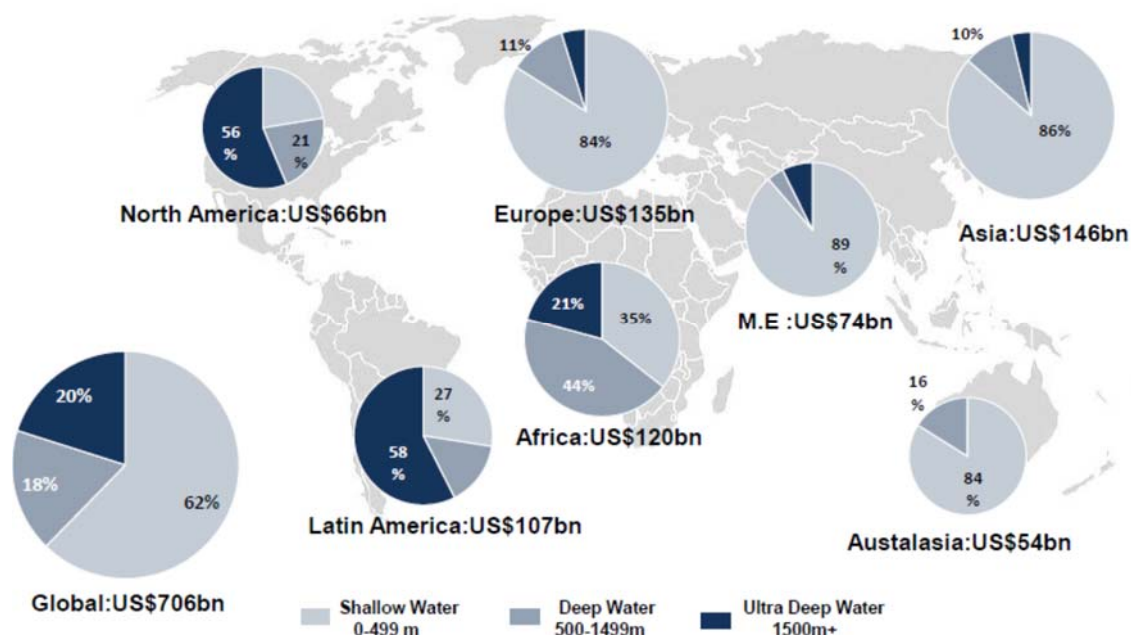


Fig. 7. Inversión prevista, CAPEX, entre 2012 y 2018 en el desarrollo offshore por regiones y profundidad. Ref. 2.

Las inversiones previstas en el desarrollo de tecnología, construcción e instalación de nuevos recursos productivos en el ámbito offshore se ven incrementado sustancialmente respecto de campañas anteriores por parte de los operadores internacionales. El incremento en el gasto en agua ultra-profundas se ve reforzado en el GoM, Brasil y África. Mientras que en el GoM se está produciendo una migración desde las clásicas explotaciones en agua someras con unidades de producción apoyadas en el fondo, hacia las grandes profundidades (el pozo más profundo en explotación está en el GoM), otras área en desarrollo como Brasil y el Oeste africano, por la falta de plataforma continental y la localización de las reservas, requieren de una fuerte inversión para acceder a su explotación. Otras áreas clásicas como el MdN, se caracterizan por la existencia de reservas en la plataforma continental, o cerca de esta, lo que justifica el porcentaje de inversión mayoritaria en el mantenimiento y desarrollo de estas. Con todo, la mayor inversión a nivel global hasta 2018 se mantiene en aguas someras, mientras que la evolución a futuro prevé un auge en la explotación en aguas cada vez más profundas. *Fig 7.*

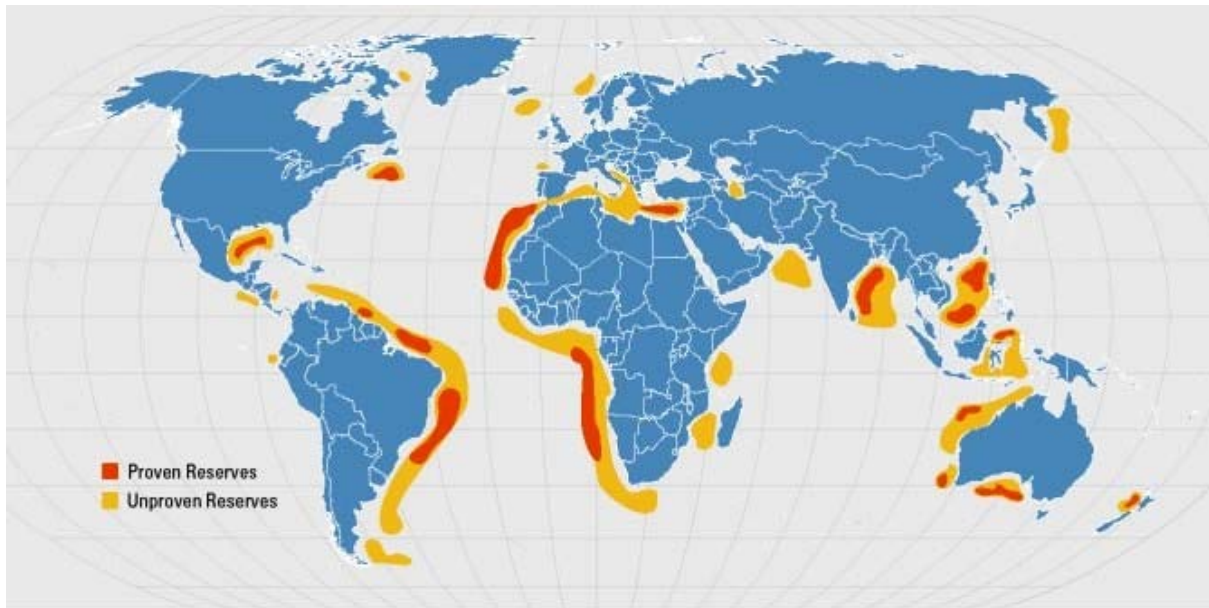


Fig. 8. Estimación de las reservas de hidrocarburos globales para explotación offshore. Baker Hughes. 2014

Un área bajo investigación, con un incipiente desarrollo onshore es el ártico. Existen en la actualidad plataformas desarrollando exploraciones, pero las duras condiciones ambientales y la estacionalidad, requieren de un desarrollo tecnológico y la construcción de equipos de gran sofisticación. Campos como Point Thomson en el mar de Beaufort y Skrugard o Goliat en el mar de Barents son los primeros campos en operación en condiciones extremas. Las Islas Sakhalin en el extremo nororiental de Rusia se están desarrollando con la instalación de plataformas GBS

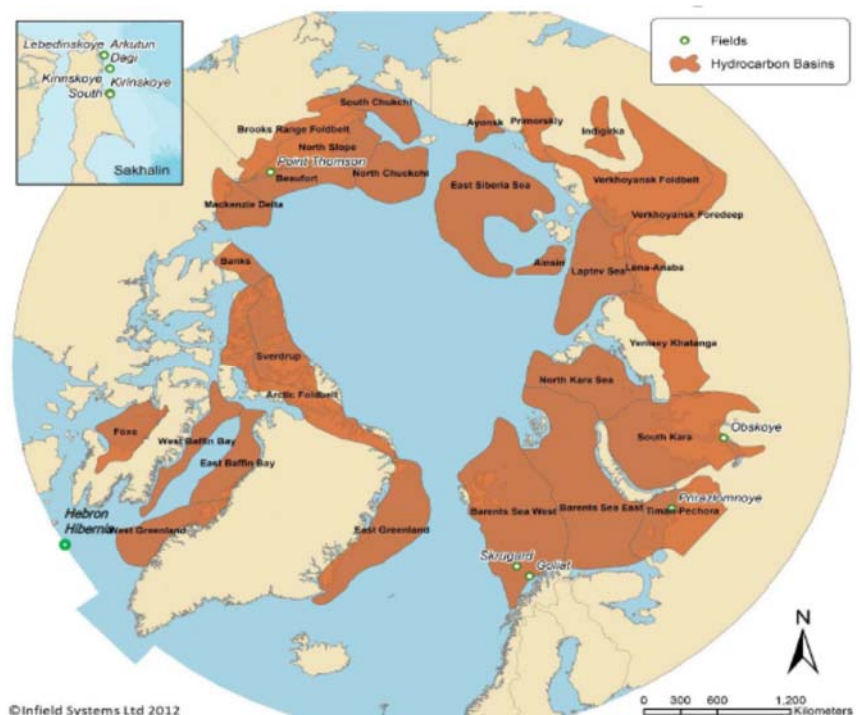


Fig. 9. Desarrollo Ártico y en el mar de Sakhalin. Condiciones extremas. Ref. 2

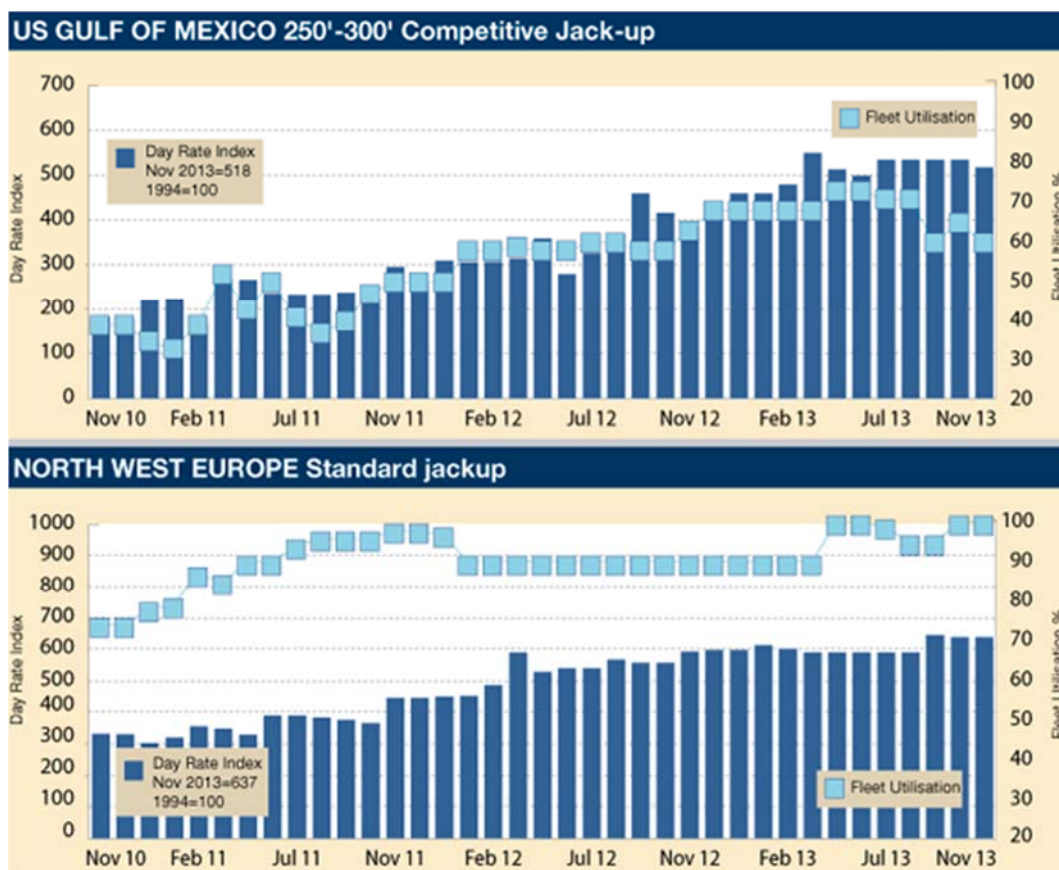
2. EXPLORACIÓN Y PERFORACIÓN OFFSHORE. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIÓN

Entre los 116000 pozos perforados en 2011 ([Ref. 1](#)), 3400 (3%) lo fueron en campos offshore. en 2008, en época previa a la crisis económica del 2008-2009, estos fueron 3500.

Cerca de la mitad de la actividad de perforación global está centralizada en el sureste asiático, donde China representa el 13% global, el mismo 13% que aporta la actividad en el MdN. Con el desarrollo del Golfo de Guinéa, África supone el 11% del total mundial. Brasil y GoM se suman cada uno con el 9%, mientras que el medio oriente, Rusia y las exrepúblicas soviéticas completan el 95% mundial. El resto se distribuye en diferentes áreas.

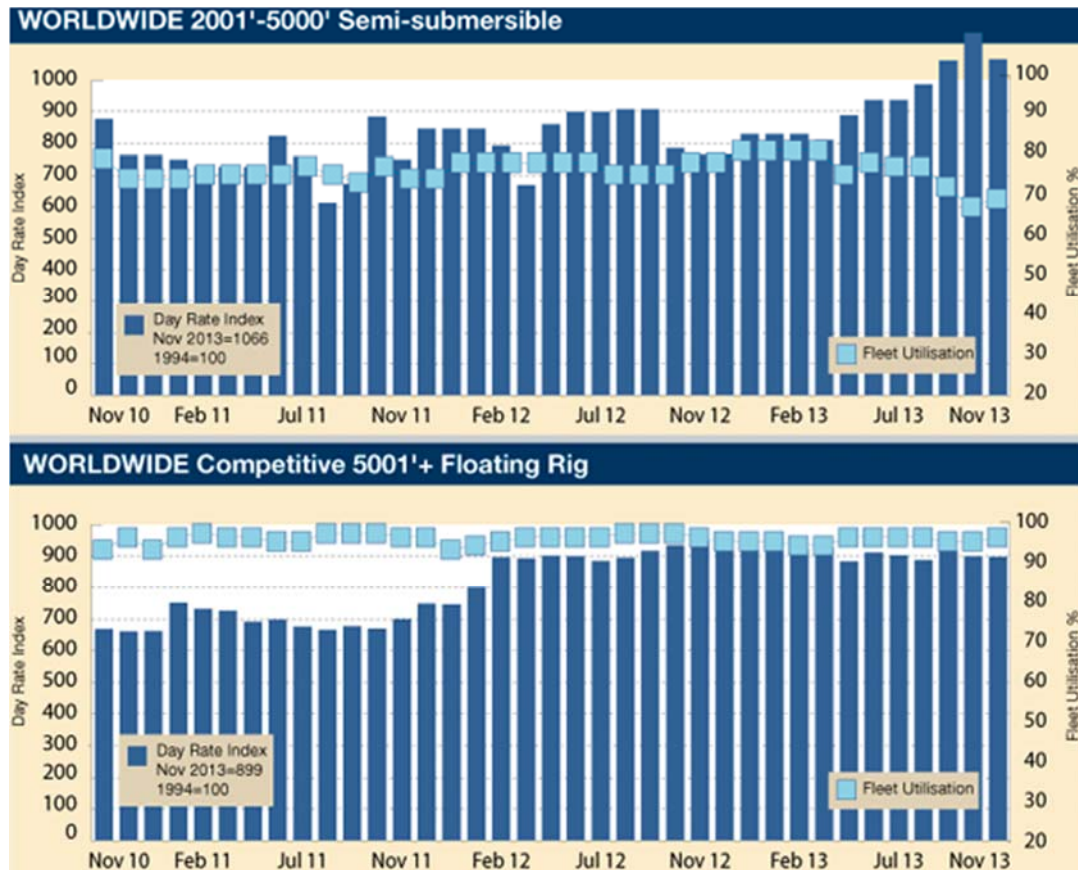
En Septiembre de 2011 la flota mundial de plataformas de perforación offshore, offshore rigs, estaba totalizada en 1320 unidades, de las que 760 estaban enroladas en proyectos de perforación alrededor del mundo, con un coeficiente de utilización total del 58%. La crisis económica mundial de 2008-2009 tuvo como consecuencia la reducción del 15% tanto en la actividad de exploración/perforación como en la utilización de las unidades disponibles comparado con 2008. [Ref. 1](#).

El contrato de servicio entre operadores y empresas de servicio para la prestación de servicios de perforación con offshore rigs, se hace en base a precios de alquiler diario. Los costes de alquiler durante y tras la crisis en todas las regiones permanecieron por debajo de los de antes de la crisis, aunque a partir de 2011 se inició la recuperación general en los precios de alquiler diario. Los precios medios para alquileres de Jack-Ups se revalorizaron más del 100%, desde 220000 \$/día de primeros de 2011 a más de 500000 \$/día para servicios en profundidades de hasta 300' en el GoM. En El MdN, la tendencia fue similar, [Fig. 10](#). La utilización de la flota regional en el MdN referida en la Fig. 9, se aproxima al 100% a finales del año 2013, lo que es claramente influyente en el precio de alquiler. En el GoM la utilización de la flota regional es menor, tanto por oferta como por obsolescencia. La diferencia de precios de alquiler entre el GoM y el MdN están justificados, no solo por la disponibilidad, sino por la restricción en las especificaciones de las unidades que operan en el MdN.



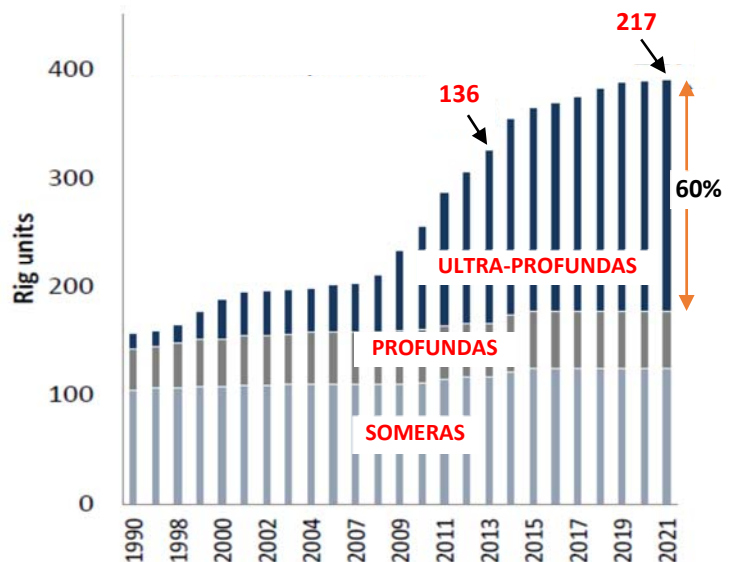
[Fig. 10](#). Evolución en los costes de alquiler diario de Jack-Ups para perforación offshore. 2014. [Ref. 3](#)

Los costes de alquiler en las unidades semi-sumergibles, SSDRs y otras MODUs para aguas profundas y ultra-profundas, es claramente mayor que los correspondientes a los Jack-Ups según se representa en la [Fig. 10](#). Pese a la disponibilidad de unidades, la ocupación a nivel mundial está en el entorno del 80%, los precios se están incrementando, con máximos de 1066000 \$/día, como consecuencia del incremento de las operaciones en aguas profundas. Esta explicación parece contradictoria con los resultados mostrados en la segunda gráfica de la [Fig. 11](#), donde para mayores profundidades y ocupaciones entre el 90% y 100% los precios son sensiblemente más bajos. Esto es debido a la irrupción en el mercado de los drillships, que pueden reducir los costes de alquiler en base a sus menores costes de operación.



[Fig. 11](#). Evolución en los costes de alquiler diario de SSDRs para profundidades < 5000' y otras MODUs para perforación offshore en profundidades > 5000'. 2014. [Ref. 3](#)

Todo lo anterior muestra un mercado en claro desarrollo y evolución, donde la inversión parece tener rentabilidad asegurada. Muestra de ello es la evolución de los pedidos a los astilleros para la construcción de nuevas unidades, donde se hace patente un incremento en el número de unidades para operaciones ultra-profundas, especialmente drillships y en menor medida SSDRs, como se refiere en la gráfica de previsión de la [Fig. 12](#). en la que las unidades para operaciones en aguas ultra-profundas supondrán una cuota de mercado del 60% sobre el total de la producción, y una continuidad en la producción de unidades para aguas someras y profundas.



[Fig. 12](#). Previsión en la construcción de RIGs. [Ref 2](#).

La evolución en la contratación de Rigs para operaciones offshore está en constante incremento. Los datos referidos en Fig. 13. El número de unidades contratadas se suman cada cuatrimestre, aumentando el nivel de utilización global hasta cerca del 80% en el primer cuatrimestre de 2014.

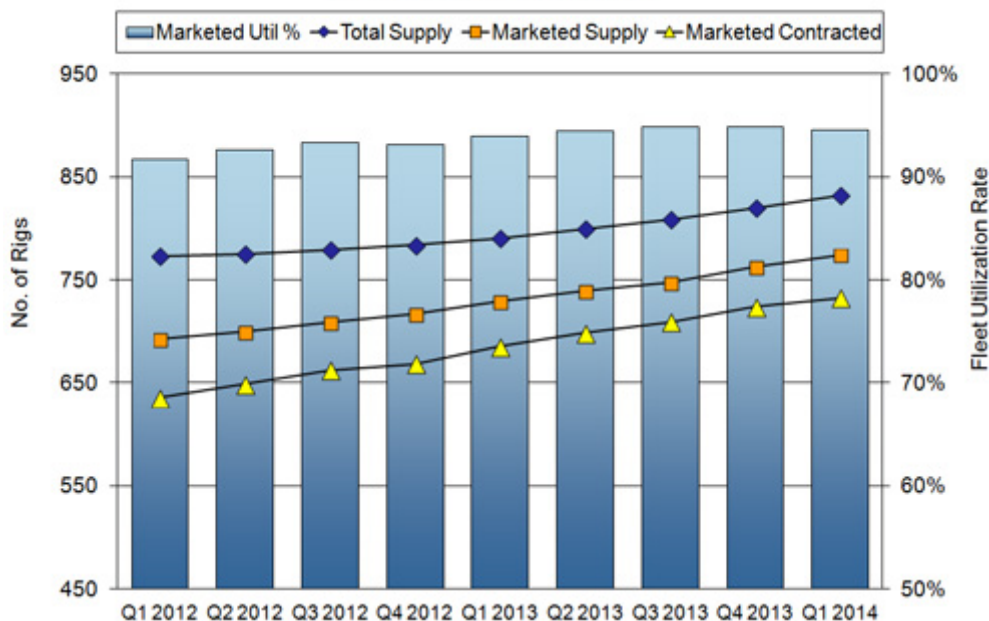


Fig. 13. Flota disponible mundial de Offshore Rigs y utilización. IHS Petrodata RigBase.2014¹

2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA FLOTA MODU.

La flota MODU la componen aquellas unidades de perforación offshore con capacidad de desplazarse entre varias posiciones de perforación del fondo marino, por sus propios medios o con la asistencia de remolque por otro buque auxiliar, que hace uso de fondeos o métodos de posicionamiento dinámico para mantener la posición durante la perforación. Una excepción la representa las plataformas sumergibles que apoyan el fondo de sus pontones en el fondo marino mediante lastrado para operar. Estas unidades, aunque quedan algunas en el mercado, no se están desarrollando por sus limitaciones de calado.

Las principales unidades MODU contrempladas y operativas son:

- SSDRs. Semi-sumergibles, con dos pontones y columnas estabilizadoras que varían en número en función de la carga variable de cubierta a soportar y de la respuestas dinámica requerida frente a las condiciones meteoceánicas de la región de operación. Presentan una superficie de cubierta elevada, buen comportamiento dinámico con el mínimo desplazamiento de arfada y buena estabilidad. Los desplazamientos máximos alcanzan las 68000 t, con límites de operación en aguas ultra-profundas de hasta 10000', aunque se ha llegado en un diseño a 12000'
- DrillShips, Buques de perforación monocasco, que presentan buenas cualidades de tránsito, elevada velocidad. Presentan peor comportamiento dinámico que las semi-sumergibles, pero disponen de mayor carga variable de cubierta, hasta 24000 t frente a las 9000 t de las SSDRs. La cota máxima operativa esta en 12000' de profundidad. No tienen aceptación en regiones con ambientes extremos o duros, como el MdN o en aguas polares/árticas.
- Jack-Ups, unidades auto-trepantes, con tres columnas de celosía que se apoyan sobre el fondo marino y sobre las que trepa y soporta el casco, de forma triangular achaflanada. Pueden operar en todo tipo de ambientes, con cargas sobre cubierta de hasta 5000 t. No son autopropulsadas, y están limitadas por la profundidad marina, pudiendo operar hasta los 550'.

¹ <http://www.ih.com/products/oil-gas/ei/drilling-rigs/offshore-weekly-data.aspx>

- Drill Barges. Estas son pontones monocasco, de forma prismática. Disponen de una gran superficie de cubierta, con VDLs de hasta 4000 t. se fondean en el lugar de operación para mantener la posición. Se emplean en regiones de ambientes moderados como el caribe, Venezuela, CoM, etc. No son autopropulsadas.
- Tender. Pueden ser semi-sumergibles o pontones, que asisten a las plataformas de producción u otras MODUs durante la perforación. Pueden disponer de derrick transferible. Están teniendo gran auge en la costa africana y el sudeste asiático.
- Inland barge. Plataformas originalmente utilizadas en el desarrollo de la exploración offshore en sus orígenes, en las costas del GoM. Hoy día no están en desarrollo por sus limitaciones de calado, y su uso está restringido al uso

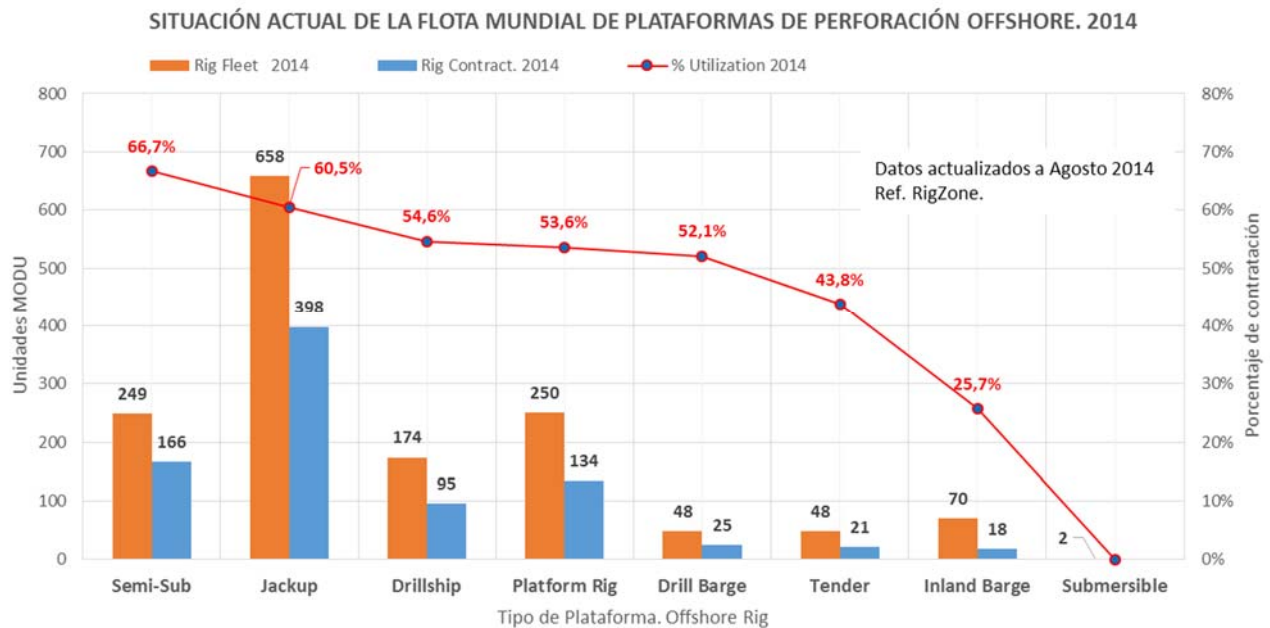


Fig. 14. Situación actual de la flota MODU global por índice de utilización. 2014

En La Fig. 14 se ha representado la situación actual de la flota de perforación offshore, a agosto de 2014. La flota contratada, con contratos de perforación en firme, frente a la flota total disponible del momento, representa el nivel de la utilización por cada tipo de MODU. En el gráfico se han incluido las plataformas fijas, Spars o TLPs en el epígrafe Platform Rig. Entre las plataformas MODU, las SSDRs representa el nivel más alto de ocupación.

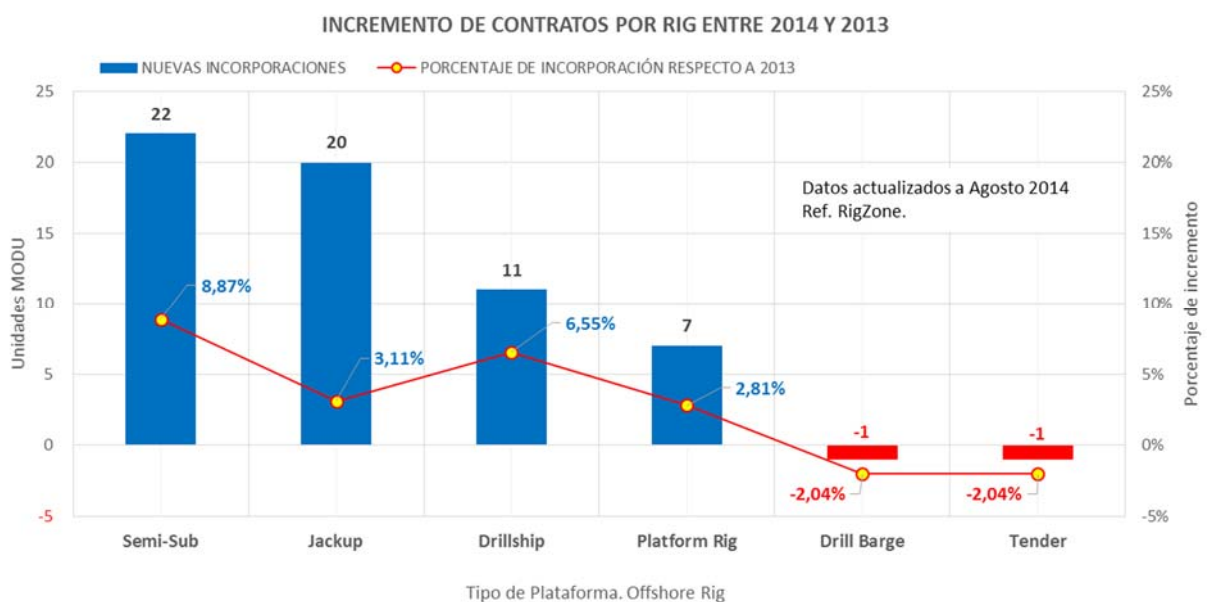


Fig. 15. Incremento de contratos a MODUs entre 2014 y 2013

En La Fig. 15 se ha incluido la variación en el número de contratos de perforación a diferentes tipos de plataformas de perforación. El incremento de contratos se ha incrementado en mayor número sobre SSDRs que sobre el resto de MODUs. El porcentaje de incremento sobre el total de la flota disponible en un año se ha incrementado en 8.87%, mayor índice que Drillships y Jack-Ups.

3. CONSTRUCCIÓN OFFSHORE GLOBAL

La producción de recursos naturales en la industria offshore envuelve más de 17000 plataformas en operación con un ratio de incorporación anual de más de 400 unidades entre plataformas fijas, flotantes y equipos submarinos (subsea), que se construyen anualmente.

El número de proyectos globales de construcción offshore ha crecido a una media del 15% anual desde 2005. El principal efecto de la crisis económica fue la ralentización de la actividad en 2010 moderando el crecimiento de futuros proyectos, reduciendo el crecimiento anual al 5% después de 2008. Nuevamente el crecimiento se situó en valores de 2005 desde 2011, con expectativas de crecimiento por encima de las del primer lustro de este siglo.

Las plataformas fijas, de uso para aguas de profundidades hasta 300 m, representan más del 50% de los proyectos ejecutados (no en coste). Estas plataformas se están instalando en regiones en desarrollo, como Asia-Pacífico y medio oriente.

Flotadores, como semi-sumergibles y FPSOs para funciones de producción y desarrollo de campos, representan solo el 10% sobre el total mundial.

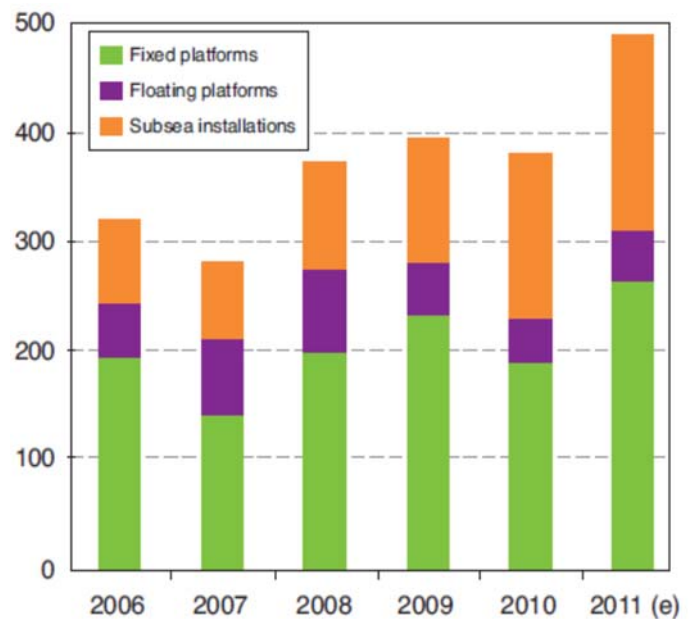


Fig. 16. Evolución de los proyectos de construcción offshore. IFPEN y Offshore Construction Locator

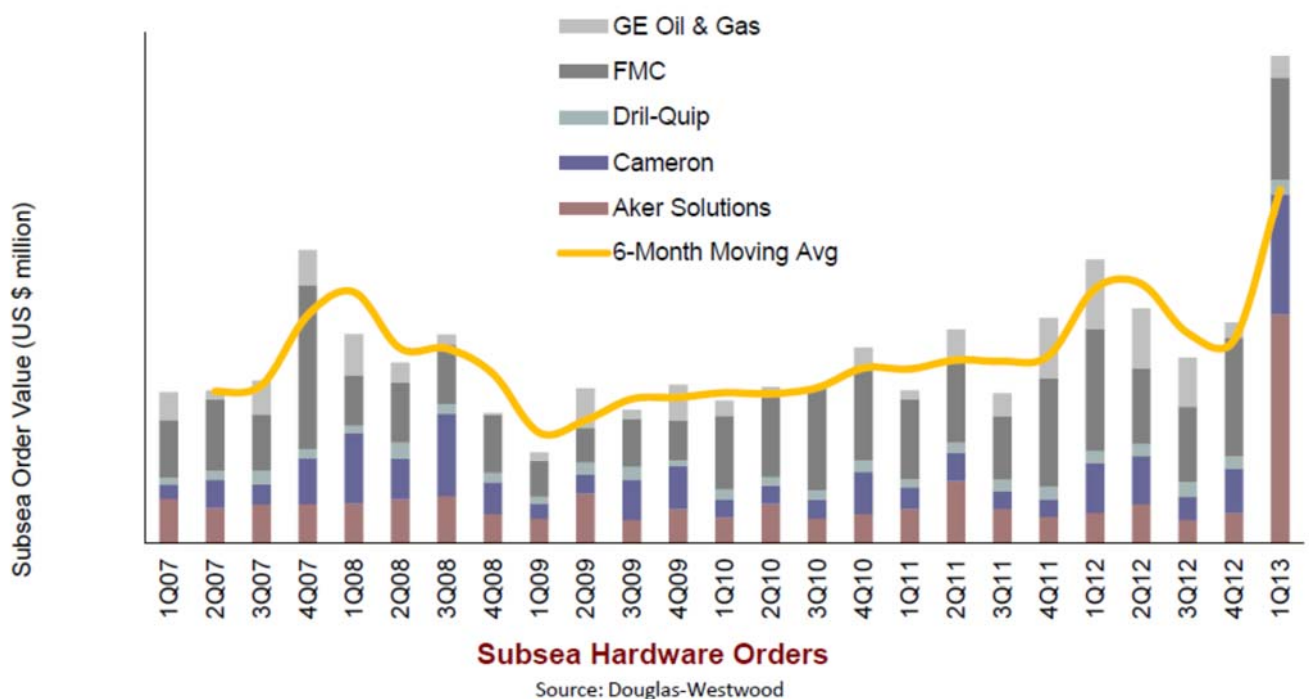


Fig. 17. Evolución de los pedidos para instalaciones Subsea. Ref. 4

Las instalaciones subsea (submarinas), que conectan los pozos de producción con las plataformas de producción en distancias más o menos mayores, entre otras. Desde 2006, los proyectos ejecutados se han triplicado en la actualidad. Se han incrementado particularmente proyectos para el desarrollo de campos satélite alrededor de plataformas de producción existentes, permitiendo compartir el coste de implantación y la instalación de producción existente.

Los pedidos de hardware subsea durante el año 2013, [Fig. 17](#), representa el mayor incremento en la cartera de pedidos jamás experimentado con 118 árboles de producción contratados.

El mercado de construcción offshore se dobló entre 2005 y 2008, desde 27 B\$ a más de 50 B\$. La crisis de 2009, nuevamente rompió esta tendencia, con dos años sucesivos de declive, 4% y 2%. En 2011 el movimiento del mercado se estimó en 56 B\$, lo que supone una reactivación del mercado.

La culminación del incremento de la extracción offshore de O&G, y el incremento en el número de pozos perforados, sugiere que el número de rigs deberá crecer para mantener el crecimiento del sector. Las previsiones es que la flota en operación se incremente en un 41% hasta 2025, para un total de 1160 rigs ([Ref 5](#)).

3.1. EVOLUCIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE MODUS. PERSPECTIVAS.

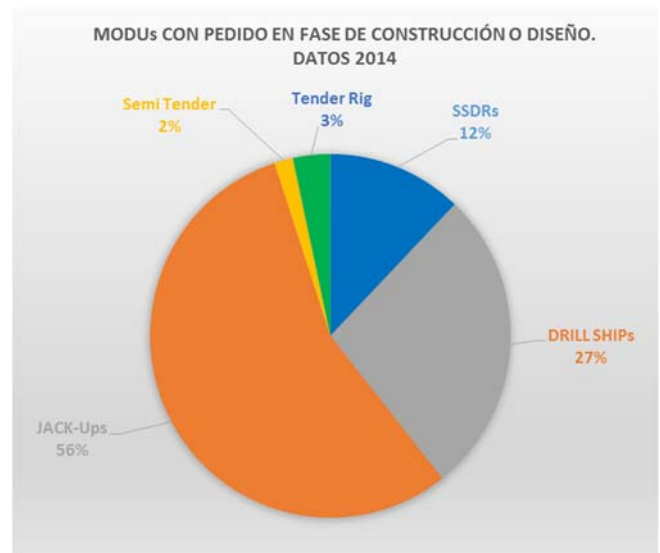
La evolución en la construcción de MODUs, al igual que en otros sectores industriales, ha estado directamente ligado al desarrollo de la industria a la que soporta, la industria O&G. La industria está en este momento en medio del mayor boom de construcción desde los años ochenta. En el transcurso de 5 años, entre 2009 y 2014 verá la entrega a nivel mundial de 292 nuevas plataformas. Los costes de construcción se han incrementado significativamente en cada periodo de construcción. Cerca de la mitad de las unidades en construcción o en fase de proyecto, carecen de contrato para operación. La industria se ha movido hacia el incremento en la construcción de DrillShips y la recesión de semi-sumergibles. Los precios de alquiler de servicio diario para las nuevas plataformas de perforación se han incrementado y se prevé que siga en aumento, lo que sin duda alienta la construcción.

3.1.1. BOOM ACTUAL DE CONSTRUCCIÓN OFFSHORE.

El último boom de la construcción offshore se produjo en los años ochenta cuando un total de 296 plataformas se construyeron en un periodo de 6 años, llegando a construir 100 unidades en 1982. Entre 2009 y 2014 se entregarán 292 plataformas. El boom de los ochenta fue consecuencia de la exploración y desarrollo del MdN y el GoM. El boom actual aparece como consecuencia de las actividades de desarrollo en regiones del oeste y este africano, Sudamérica y Asia. No todas las unidades en construcción actualmente tienen asignación asegurada. A finales de 2013 solo el 57% de las unidades en construcción tenían contrato en firme para actividades de exploración/perforación. Estas nuevas construcciones especulativas animarán la contratación para las regiones en desarrollo, en particular África y Asia.

En la [Fig. 18](#) se han representado la distribución de las unidades MODU en proceso de construcción y diseño en astilleros de todo el mundo durante 2014. Las Jack-Ups son con diferencia las unidades que más se construyen, seguidos de DrillShips y SSDRs que mantienen un cupo sostenido en torno al 10% sobre la flota total desde años anteriores.

La [Fig. 19](#) muestra la evolución en la construcción de SSDRs, en el que se observa el crecimiento de la flota por incorporación de nuevas unidades en los periodos de desarrollo durante los años 80 y desde principios de



[Fig. 18.](#) Situación actual de los pedidos de MODUS

este siglo con tendencia alcista más marcada desde 2008 y una fuerte depresión en los años 90.



Fig. 19. Evolución en la construcción de SSDRs y previsión a corto plazo. Base de datos de proyecto.

Durante la segunda década del presente siglo se han producido un elevado número de pedidos, que parece tender a desaparecer, pese a lo cual, asegura un mantenimiento de la carga constructiva en astilleros hasta 2017, conforme a lo que se indica en la siguiente tabla.

	EVOLUCIÓN DE CONSTRUCCIÓN DE MODUs									
	MODUs ENTREGADAS			ENTREGAS PREVISTAS DE MODUs						TOTAL
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	> 2018	
SSDRs	14	12	2	5	10	10	6	3	1	35
DRILLSHIPS	17	11	12	28	19	16	11	7	4	85
JACK-Ups	17	21	47	39	65	52	9			165
SEMI TENDER	2		2	1	3	1				5
TERDER RIGs		1	2	6	2	2				10
	50	45	65	79	99	81	26	10	5	
			160							300

Otro antecedente del boom constructivo de la presente década, está en la edad media de la flota MODU. Las unidades offshore, dado su elevado coste, están sujetas a actualizaciones y modificaciones que en función de la actividad y especificaciones de las operaciones a realizar, rentabilizan la actualización frente a la nueva construcción. Esto ha sido la práctica en una gran parte de la flota de SSDRs donde se han incorporado nuevos equipos y sistemas de perforación, con el consiguiente refuerzo estructural del casco. Igual destino han sufrido la gran flota de Jack-Ups disponibles. Pese a todo, los elevados esfuerzos de fatiga a los que están sometidas estas unidades requieren limitar su vida operativa en prevención de colapsos. Esta situación se está planteando y empezando a tratar por parte de los operadores. El 65% de la flota Jack-Ups actual tendrá más de 35 años de antigüedad en 2022, de las que 273 unidades tendrán más de 40 años, lo que sugiere una nueva oleada de renovación, como la que se está produciendo en estos años en los que las Jack-Ups son las unidades fabricándose en mayor número.

En la Fig. 20 se ha representado la evolución en la vejez de la flota MODU. En estos años y hasta finales de esta década, el porcentaje de la flota total con más de 30 años de antigüedad está en torno al 64%, con una flota moderna de menos de 10 años que se situará en aquel momento en torno al 10% a 15%.

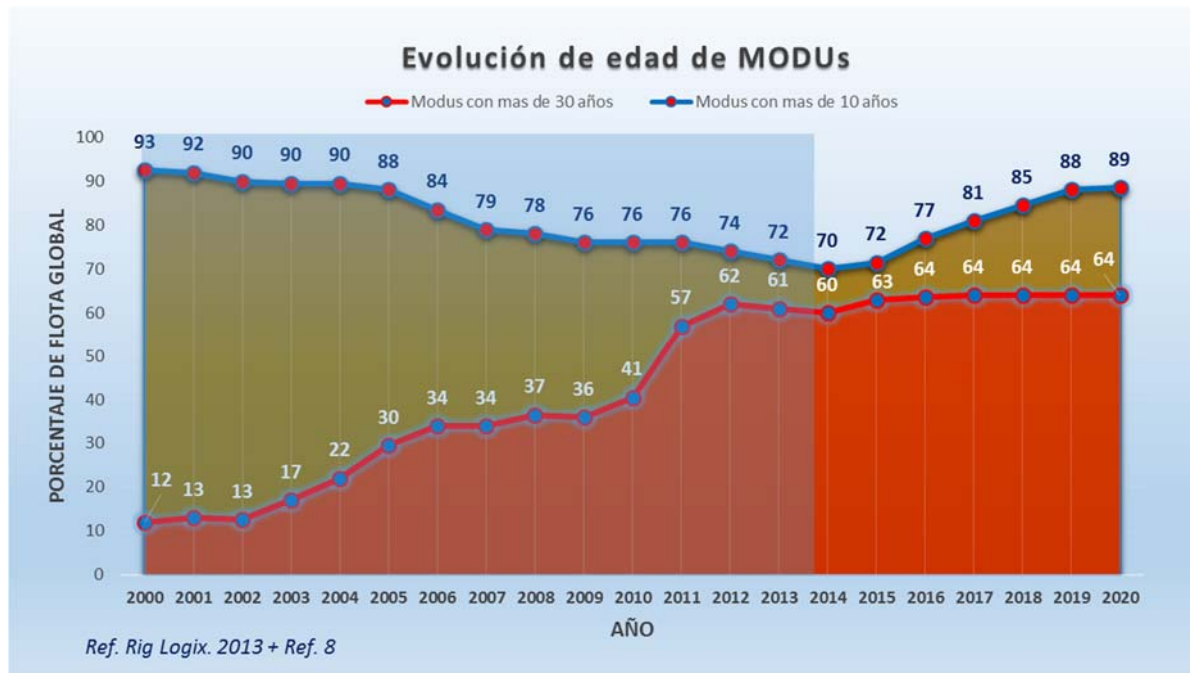


Fig. 20. Edad media de la flota MODU mundial y proyección.

A la vista de la gráfica, el boom constructivo tiene aparentemente relación con la renovación de flota. La tendencia alcista en la edad media de la flota se ha atenuado con la incorporación de nuevas construcciones, y el desguace de las antiguas. La edad media de la flota intermedia, que tiene entre 30 y 10 años de antigüedad, ha estado más cerca de la frontera del 30, todas aquellas unidades del boom de los 80s, y han sumado rápidamente para incrementar la tendencia alcista de final de la década anterior.

Esta situación junto al incremento de la demanda de crudo, parece indicar que la construcción offshore se va a mantener durante los próximos años. Si se tiene en cuenta que la prospección se hace en aguas cada vez más profundas, lo que requieren campañas de exploración y terminación más extensas en el tiempo, va a ser necesaria una cantidad de flota mayor para dar servicio al desarrollo de todos los campos en operación.

La situación de los contratos de construcción de las tres principales MODU se han representado en la Fig. 21.

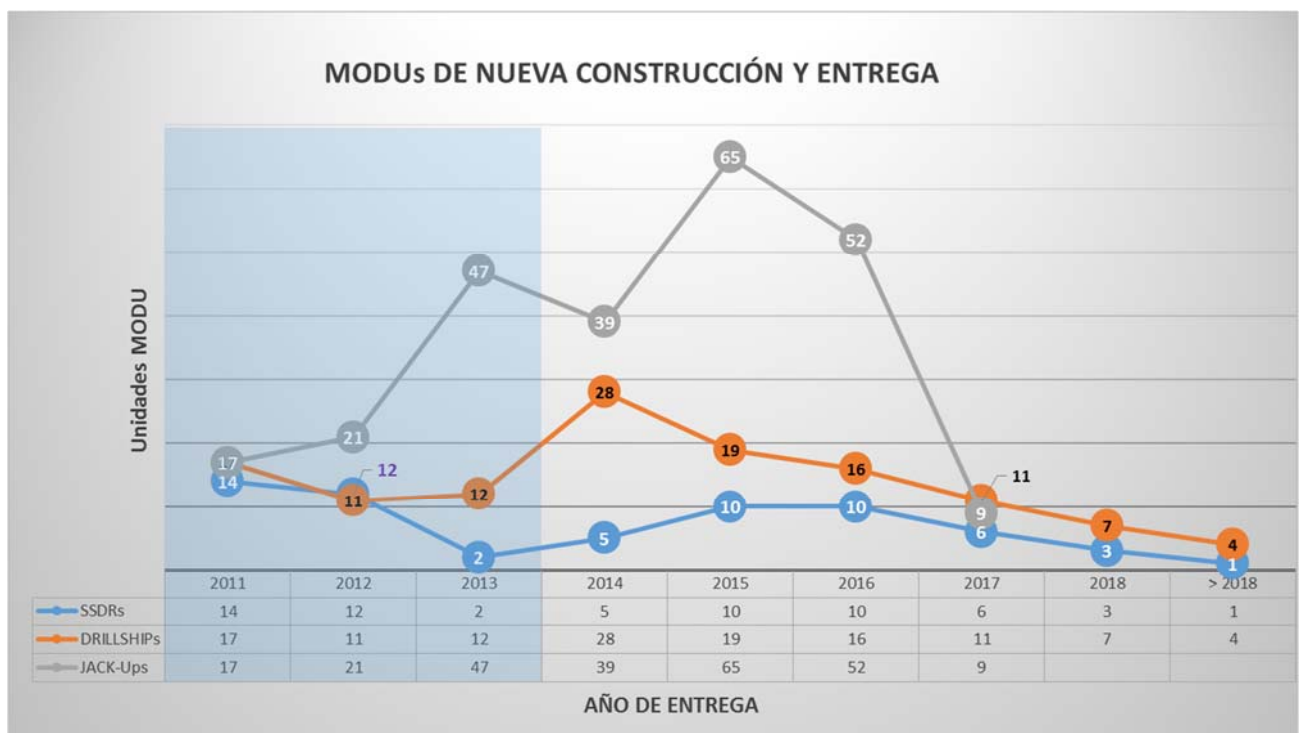


Fig. 21. Unidades en construcción o proyecto contratadas con fecha de entrega. Ref. datos de InfieldRigs.

En la Fig 22. Se ha representado la desviación en las diferentes previsiones de los pasados años, en base a los datos disponibles, y como se observa, la resultante es que las cantidad media total acumulada se acumula cada año, debido a la aparición de nuevos contratos. Estas desviaciones se pueden explicar en parte como consecuencia de la aparición de nuevos mercados, como es el de intervención, workover y el de cierre de campos offshore, que se presenta como una nueva oportunidad para la relocalización de las unidades disponibles y la construcción de nuevos equipos específicos. De fato, las nuevas SSDRs se está diseñando con capacidades para desarrollo de todo tipo de actividades relacionadas con las evolución del campo, desde exploración a abandono.

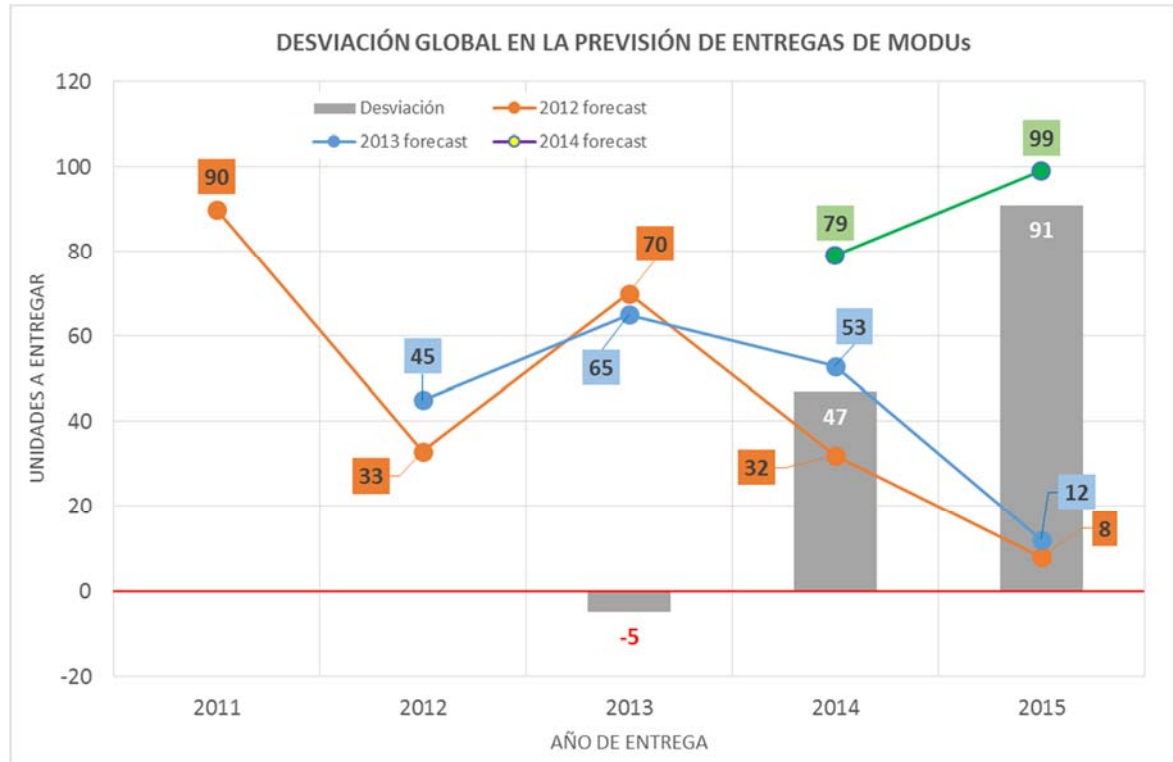


Fig. 22. Desviación media en las previsiones de entregas de equipos y contratos offshore.

3.1.2. COSTES DE CONSTRUCCIÓN.

Es un hecho que los costes de construcción de plataformas de perforación se han incrementado a lo largo de los últimos 40 años, como consecuencia de varios picos en la demanda de plataformas que han surgido en los años 70s, 80s y el presente siglo, al que se ha de añadir la situación actual y la esperada.

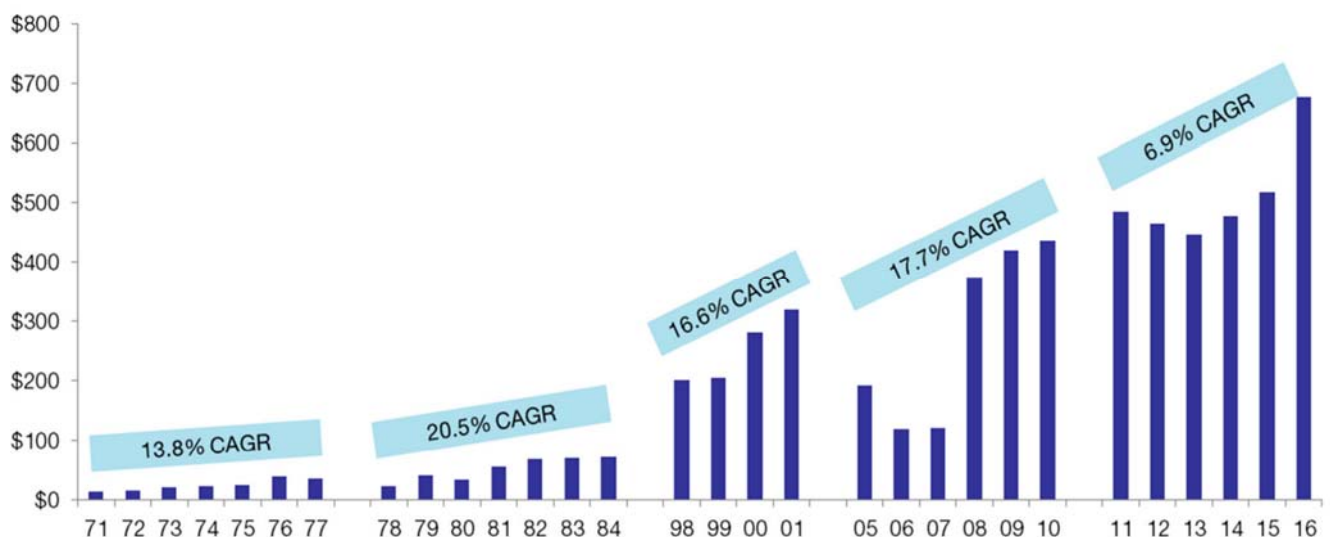


Fig. 23. Incremento anual en el valor de construcción de MODUS (SSDRs – DrillShips). Ref 6.

Otros factores que han influido en el incremento del coste son:

- Incremento de los costes de las materias base. El incremento del coste de acero fue del 50% entre 2000 y 2013
- Incremento de los costes de mano de obra en el mercado asiático, con una diferencia de más del 30% entre 2000 y 2013
- Incremento de la capacitación técnica por los requerimientos técnicos en los equipos para operación en aguas ultra-profundas, y la demanda de los mercados emergentes que complican la cadena de suministro.
- Incremento en los requerimientos regulatorios respecto a seguridad, redundancia de equipos y certificaciones.
- El coste de la puesta en operación de los Rigs se ha incrementado debido a los desafíos en el reclutamiento y el adiestramiento de nuevo personal, obtención de la aceptación y desarrollo interno de mecanismos y procedimientos de aceptación.

El impacto de las fuerzas básicas del mercado no se debe despreciar, como el análisis de la demanda en el precio de construcción. El precio se incrementa con el incremento de la demanda de nuevas construcciones. Al igual que en previos booms constructivos en años pasados, el precio de en el futuro se espera siga creciendo, como se muestra en la siguiente tabla de variación de precios medios s/[Ref. 8](#).

Periodo	Situacion	Coste medio al inicio del periodo, M\$	Coste al final del periodo, M\$	Impacto de coste, M\$
1979 - 1984	Pico en la demanda	25	71	300%
1990 - 1995	Caida en la demanda	70	54	-25%
1998 - 2001	Pequeño incremento en la demanda	153	358	130%
2009 - 2013	Pico en la demanda	323	459	35%
2014 - 2017	Pico en la demanda	459	720	60%

Los precios comparados de construcción entre Semis y Jack-Ups, en función de la profundidad operativa y el tipo de ambiente para el que se diseña, se adjunta en la tabla siguiente. Datos de Jefferies and Company, Inc. 2009

MODU	Profundidad Operativa <i>pies</i>	Coste por tipo de ambiente			
		Duro		Moderado	
		M\$	Muestra	M\$	Muestra
Jack-Ups	≤ 300			171	7
	300 a 350	240	2	173	13
	350 a 400	465	1	213	12
	≥ 400	530	3		
SSDRs	≤ 2500	375	3		
	2500 a 7500	633	1	542	3
	≥ 7500	585	9	563	19

La diferencia de del coste de construcción debido al tipo de ambiente es considerable, aunque se hace más palpable para el caso de Jack-Ups que en SSDRs. La diferencia de coste al incrementar la profundidad de operación en SSDRs, se vuelve negativa al incrementar su operatividad en aguas ultra-profundas. Esto que parece un tanto incoherente, tiene explicación por el sobre coste del equipo de amarre que se requiere en profundidades menores, frente al coste DPS que es común en ambas. Los datos están referidos a operaciones en el GoM. Para unidades en operación en el MdN, los costes se incrementan con la profundidad.

En la Fig. 24 se ha incluido la evolución de los costes de construcción actualizados medios de SSDRs por generaciones, y para comparar se han incluido la Fig. 25 con los costes de los DrillShips en función de su profundidad operativa. Los costes de los buques de perforación son relativamente superiores, y tiene su explicación principalmente en el peso de estructura, del orden del 10% más en los monocasco.

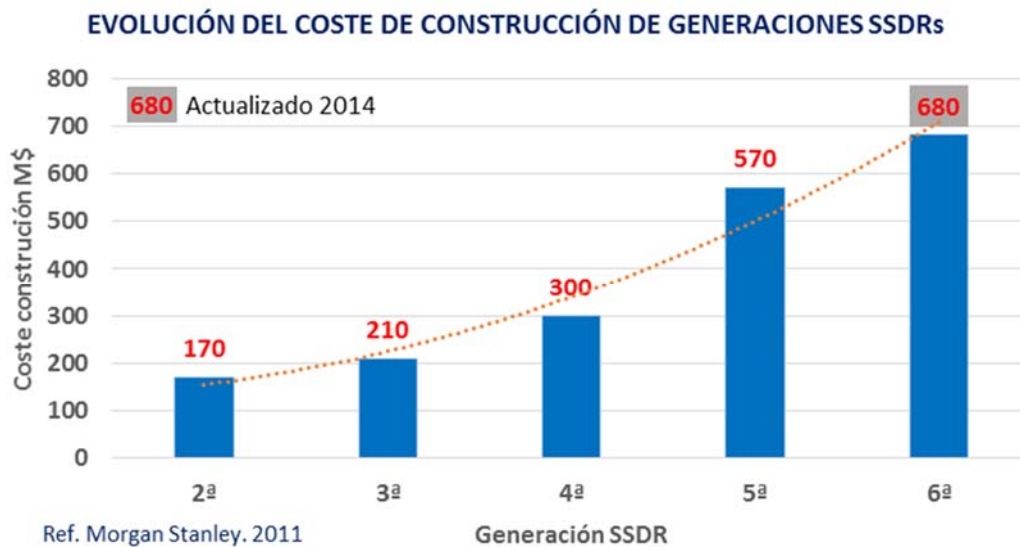


Fig. 24. Evolución de los costes de construcción de SSDRs con la generación

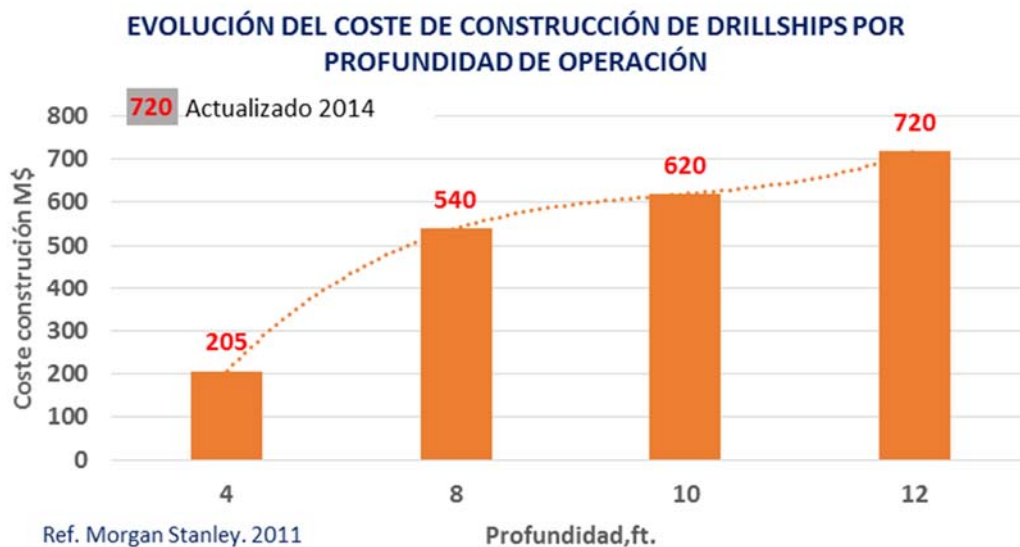


Fig. 25. Incremento de los costes de construcción de DrillShips

Hay una tendencia aparente en el incremento de construcciones de buques de perforación, DrillShips, sobre un mantenimiento o decrecimiento en la construcción de SSDRs. Esta tendencia ha cambiado desde un ratio 7:1 SSDRs construidas frente a DrillShips a 1:3. Este cambio tiene explicación en base a la siguiente serie de factores.

- Los DrillShips tienen posibilidad de portar mayores pesos y capacidades de equipos, consumibles y materiales.
- La mayor capacidad de carga hace a los DrillShips la elección más económicamente rentable para el desarrollo en aguas profundas y ultra-profundas.
- Un DrillShip puede operar de forma más autosuficiente que una semi-sumergible y sin la necesidad de buques auxiliares de soporte, con la consiguiente reducción en el coste de explotación durante la perforación.

- El DrillShip tiene un mayor rango de operación global, pudiendo operar desde la costa en localizaciones más remotas.

En la Fig 26. Se incluye la evolución en el número de construcción de SDDRs y DrillShips s/Ref 8.

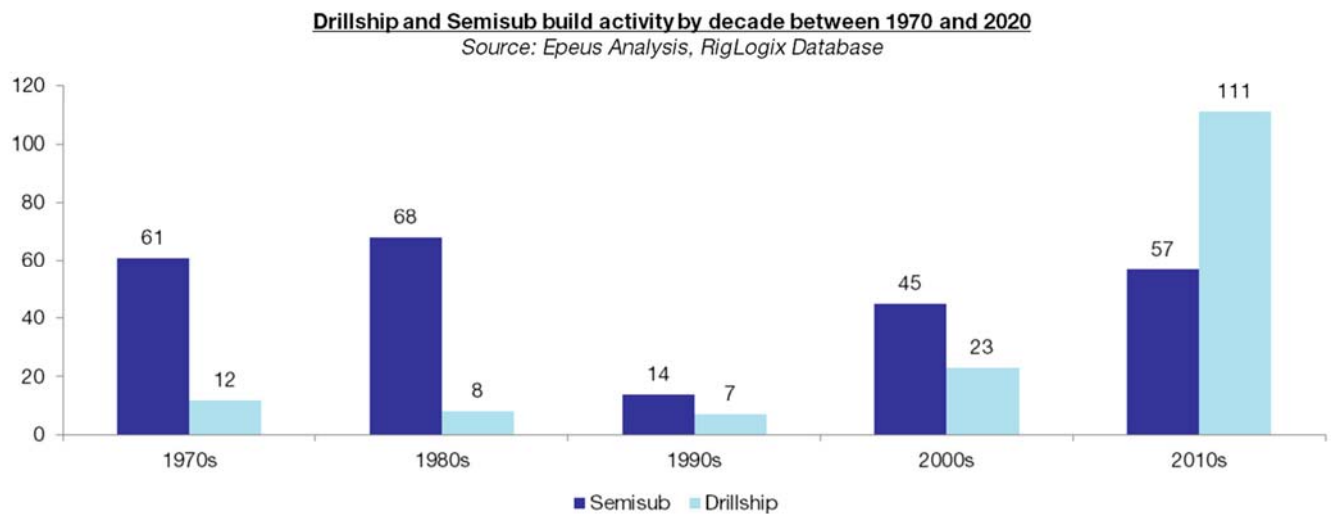


Fig. 26. Evolución de la construcción de DrillShips frente a SDDRs

La construcción de plataformas de perforación, tanto monocascos, semi-sumergibles y Jack-Ups, se ha concentrado, siguiendo la tendencia de la construcción naval, en los astilleros del medio oriente, donde los costes de mano de obra y materias primas continúan siendo más económicas, de momento, que en occidente.

Astilleros como Keppel Fels, incluso están desarrollando su propia tecnología, y son capaces de suministrar equipos completos, incluidos los de perforación, a los armadores a precios competitivos. En la Fig 27 se ha incluido la distribución de construcciones actualizadas, por el país donde se localiza el astillero.

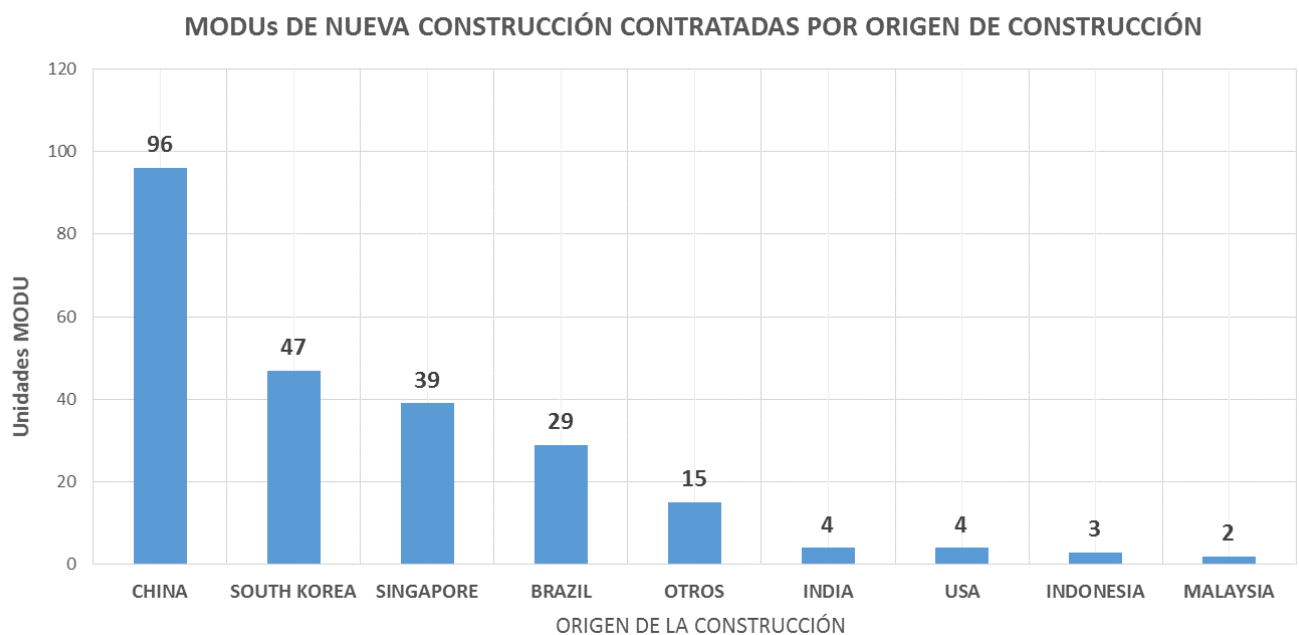


Fig. 27. Localización de astilleros por carga de construcción de nuevas MODUs

Destaca la posición predominante de China, que ha desbancado a Korea del Sur de la posición hegemónica en el escenario mundial de construcción offshore. Sin duda, los costes más bajos de mano de obra están desviando los pedidos hacia esta último.

4. DISTRIBUCIÓN GEOGRAFICA DE MODUS

La distribución geográfica de las plataformas de perforación, “Rigs”, es indicativo de la evolución en la exploración y producción offshore de cada región. En la gráfica incluida en la Fig. 28, se han cuantificado las plataformas localizadas en cada una de las principales regiones offshore del globo, ordenadas en sentido ascendente desde el origen del gráfico. Los datos están actualizados a principios de 2014, en bases de datos internacionales sancionadas, Rigzone.com. Las cifras asignadas al total de unidades asignadas en cada región en este gráfico incluyen las unidades con contrato de operación y las que están a disposición esperando contrato, unidades en construcción y en reparación o modificación, plataformas fijas y móviles, etc. En la misma región se han representado las unidades con contrato de perforación. En el gráfico se observan algunas regiones con una diferencia excesiva entre las unidades contratadas y el total de disponibles. Esto tiene explicación en base a lo siguiente:

- Sudeste Asiático y China-Extremo Oriente. En esta zona existe la mayor concentración de astilleros para construcción y reparación del mundo. Gran parte del diferencial se encuentra en estos astilleros en labores de construcción y/o reparación/adaptación.
- El GoM es la región con mayor densidad de intervenciones offshore del planeta, multitud de astilleros de reparación y construcción y base de operaciones de la mayoría de los grandes operadores internacionales. Otro efecto que explica esta diferencia es la migración de las actividades de exploración offshore desde aguas someras, a zona de aguas profundas y ultra-profundas.

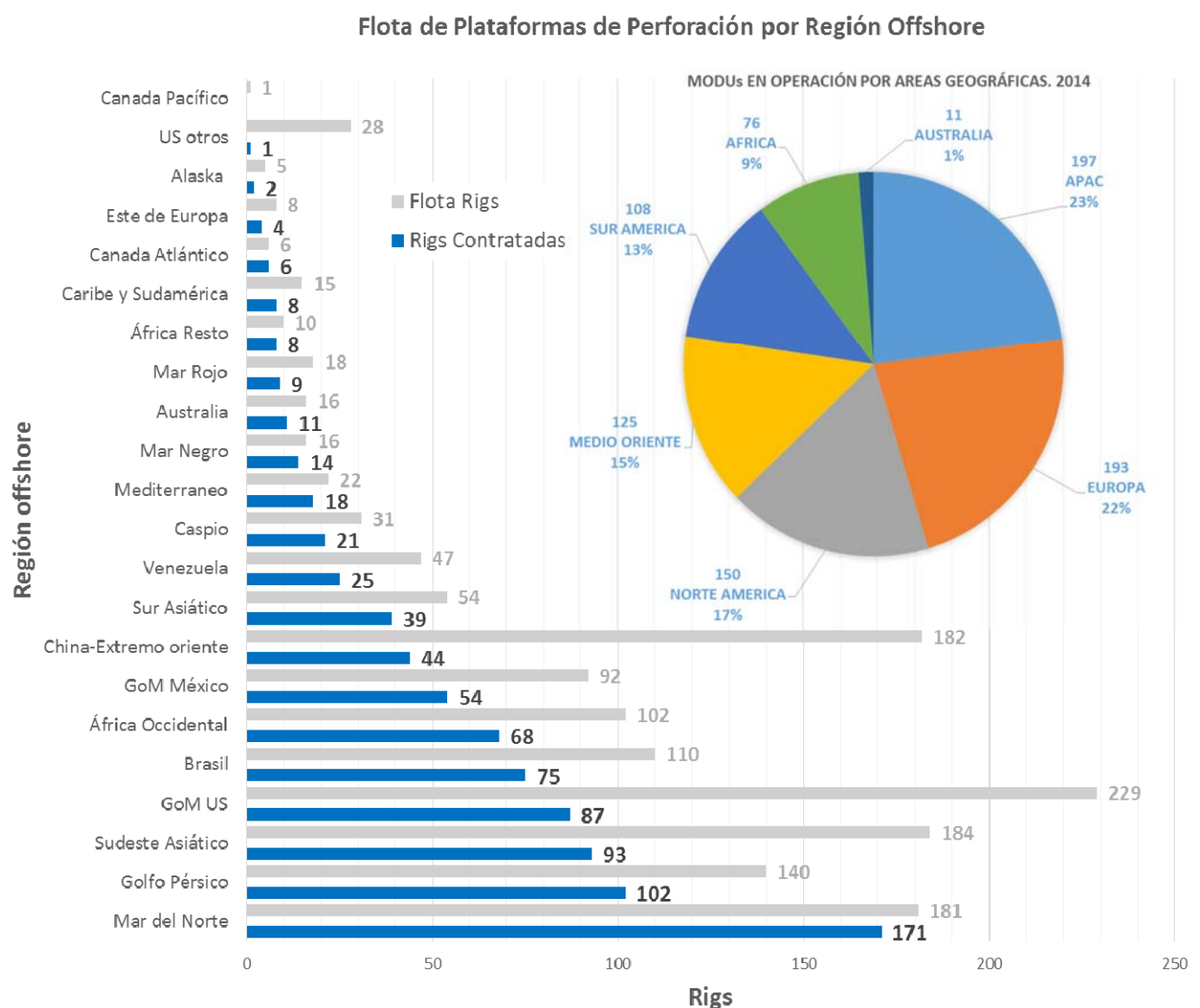


Fig. 28. Distribución por regiones y áreas geográficas de las unidades de perforación offshore, Rigs. 2014. Ref. 6.

En el gráfico de la Fig. 29 se han representado los mismos datos de la figura anterior, ordenándolos por el nivel de ocupación de las unidades de perforación disponibles en cada región. En esta gráfica se pueden obtener las siguientes conclusiones:

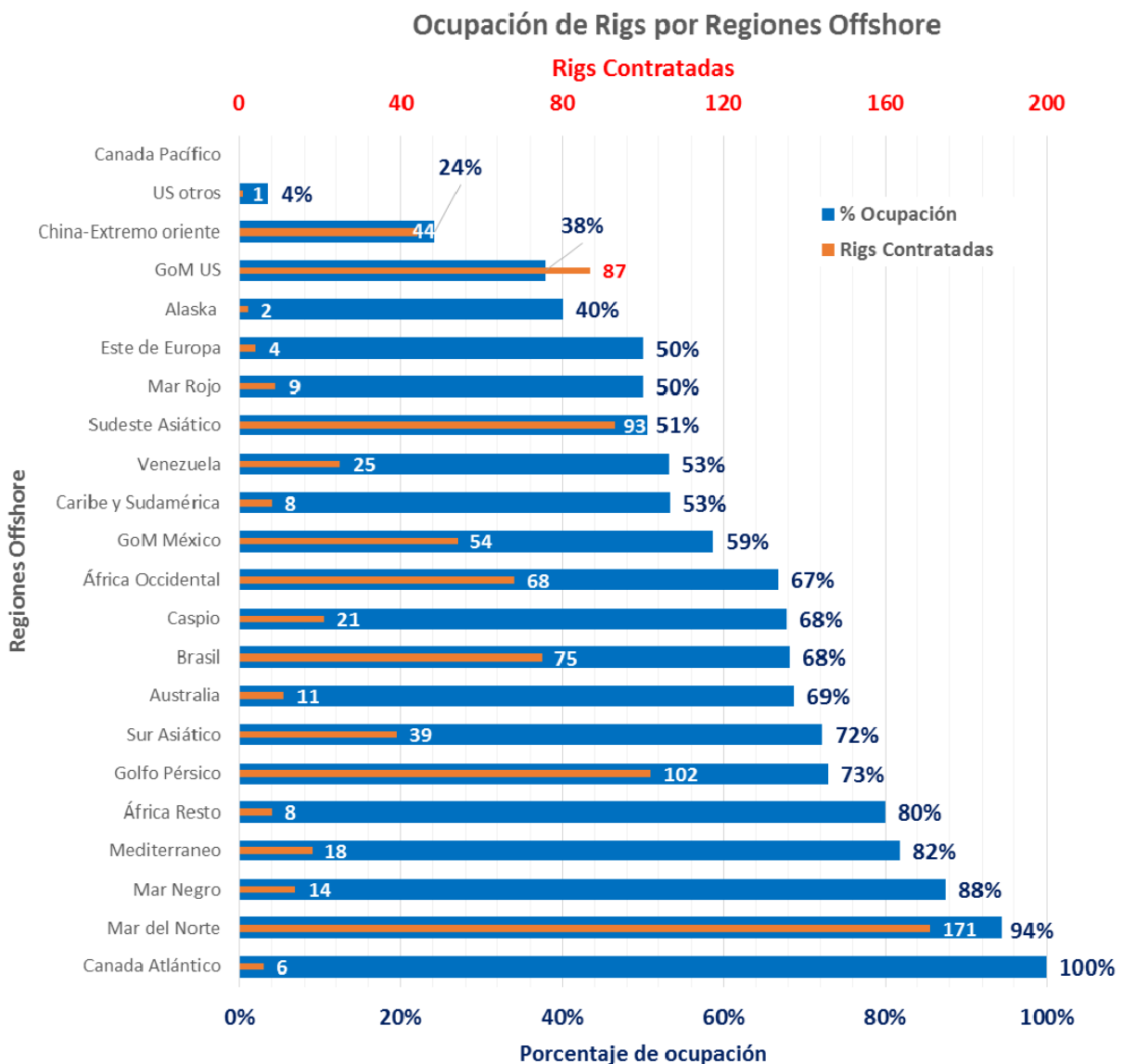


Fig. 29. Ocupación de plataformas de perforación, Rigs, por regiones offshore. 2014.

- El mar del norte es la región con mayor número de unidades en operaciones de perforación offshore del planeta. Esto se explica entre otras, porque es una zona donde se concentran gran cantidad de plataformas de explotación fijas, tipo Jackets o GBS, con capacidad de perforación, la diversidad de naciones limítrofes, UK, Dinamarca, Alemania, Noruega, Suecia, etc.
- Zonas de nuevo desarrollo como el área atlántica de Canadá, con condiciones ambientales duras e incluso polares, está en fase de exploración con unidades que tienen capacidad de operación en ambientes extremos, de las que hay poca disponibilidad. El estado de evolución en este tipo de ambientes aún no ha disparado la construcción de unidades especialmente adaptadas.
- África tiene campos de exploración a elevadas profundidades con un desarrollo en pleno auge. Las unidades para aguas someras, se están aparcando y dejando paso a otras de mayores capacidades.
- Brasil tiene gran desarrollo offshore, formando parte del triángulo dorado. Esto ha facilitado la implantación de astilleros de reparación y construcción que atienden toda la flota del atlántico occidental. El porcentaje de ocupación no es representativo de la demanda de nuevas unidades que realmente se está generando, y su explicación está en la contabilización de aquellas unidades que están en residencia en aquellos astilleros.

- GoM zona US, demuestra igualmente un porcentaje de ocupación que no es representativo de la demanda actual ni de la actividad offshore en la región. La zona México, cuyos yacimientos en aguas someras se están cerrando por improductivos o agotamiento, está reorganizando la prospección en aguas profundas, para lo que requiere una nueva flota que se está incorporando, con la flota disponible para aguas someras en recesión.

La flota de unidades de perforación móviles, MODU, acrónimo del inglés “Mobile Offshore Drilling Units”, ha evolucionado, se ha incrementado continuamente durante este siglo. En el gráfico de la siguiente Fig. 30, se ha representado la variación en las MODUs contratadas y en operación por regiones offshore en el mundo. Como aclaración, se pueden hacer los siguientes comentarios:

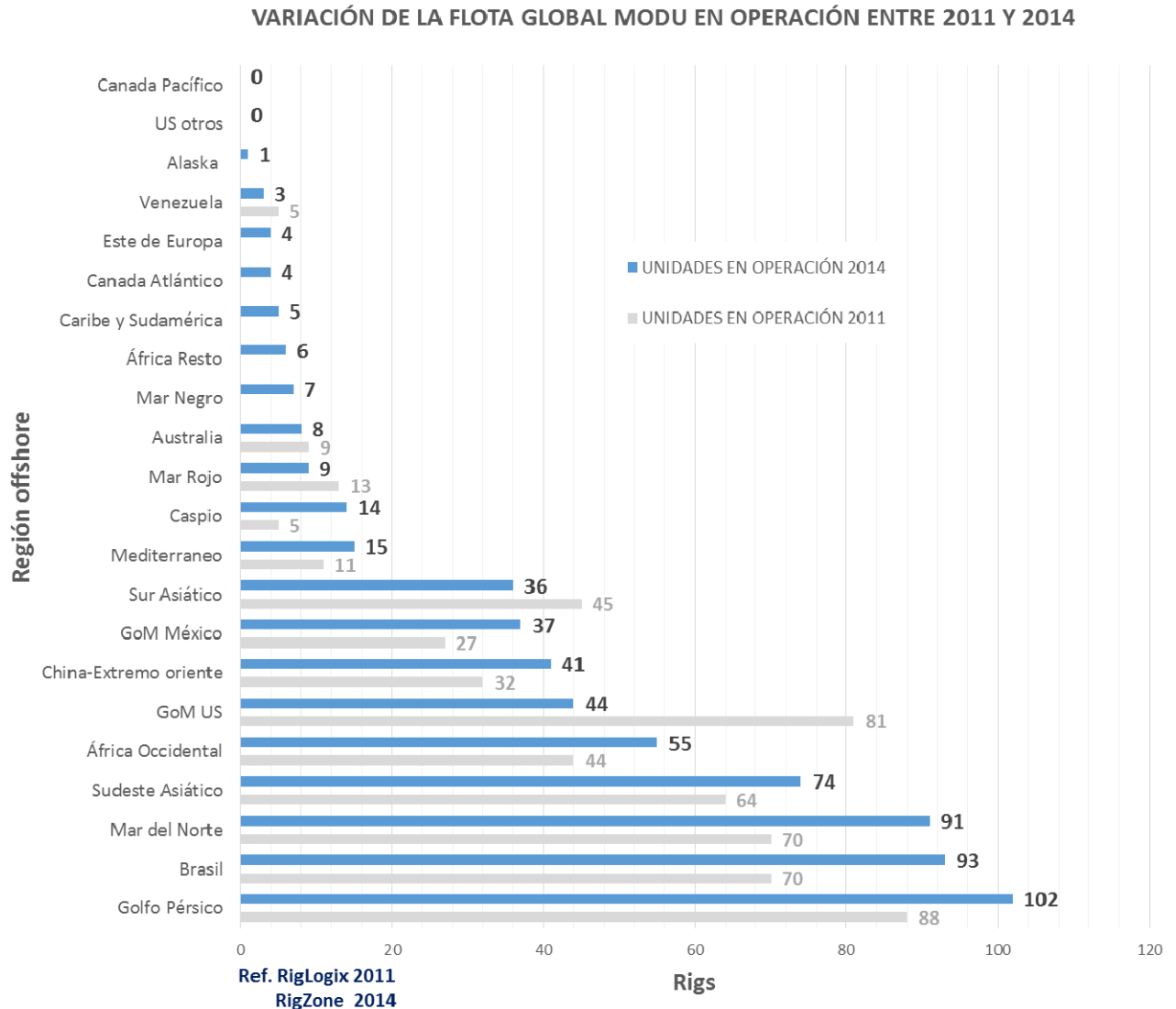


Fig. 30. Evolución de la flota MODU entre 2011 y 2014 por regiones offshore.

- Se observa un crecimiento generalizado de MODUs en las regiones offshore con excepciones:
 - o GoM USA. La flota de aguas someras se repliega dejando paso a las unidades para exploración en aguas profundas y ultra-profundas.
 - o Sur Asiático, India. Se consolidan los nuevos descubrimientos y se está invirtiendo en la instalación de unidades de producción, una vez completadas las exploraciones. Se está concentrando las nuevas investigaciones en aguas profundas y ultra-profundas.
- El golfo pérsico es el mayor productor de crudo offshore, Arabia, UAE y Kuwait, están incrementado la exploración, favorecido por la baja profundidad de sus aguas. Flota 99% Jack-Up

La tendencia es claramente a incrementar la presencia de unidades, y al incremento de la actividad offshore, pese a otros motivos coyunturales puntuales de alguna región.

Se han representado en las gráficas siguientes la situación actual de ocupación, unidades contratadas y en operaciones de perforación offshore en el mundo, para las tres principales tipologías de MODUs por cada una de las regiones offshore del planeta.

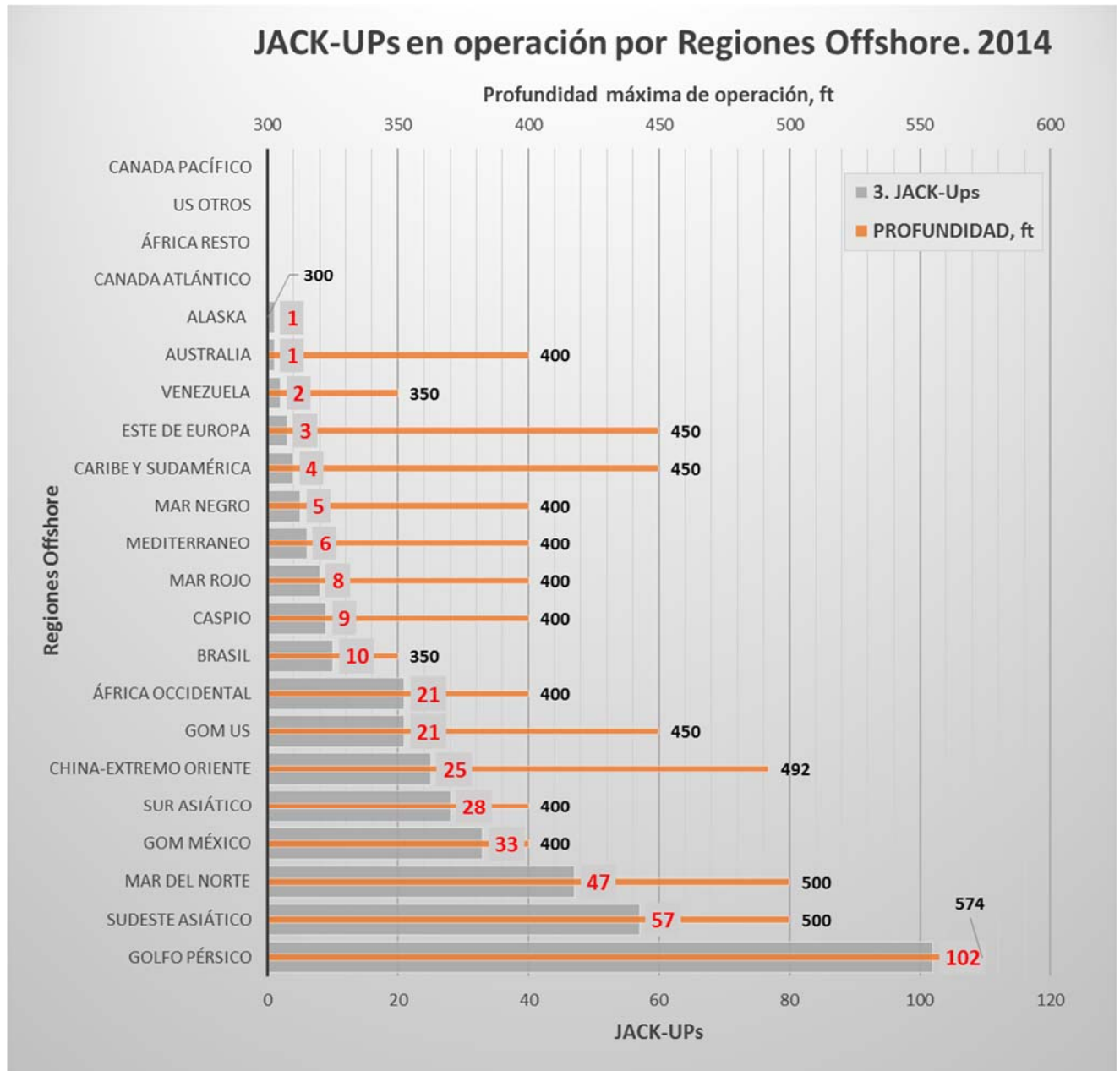


Fig. 31. Jack-Ups en operación por región y profundidades máximas de operación de las unidades en la región.

En la *Fig. 31*, se puede concluir:

- El Golfo Pérsico es la región de mayor concentración de Jack-Ups en operación, con la unidad en operación a mayor profundidad, 574' (175 m) "[Dubai Expo 2020 NS](#)", aunque Maersk está construyendo una unidad para operar a 678' (206.8 m).
- Las profundidades de operación se están incrementando con Jack-Ups hasta los 500 m o más, en el Golfo Pérsico, Sudeste Asiático, MdN y China.
- La flota total en operación es la mayor de las MODUs. Su seguridad durante la operación, al estar fija al fondo, ausente de las condiciones de mar, hace mas rentable la perforación, aunque esté claramente limitada por la profundidad.

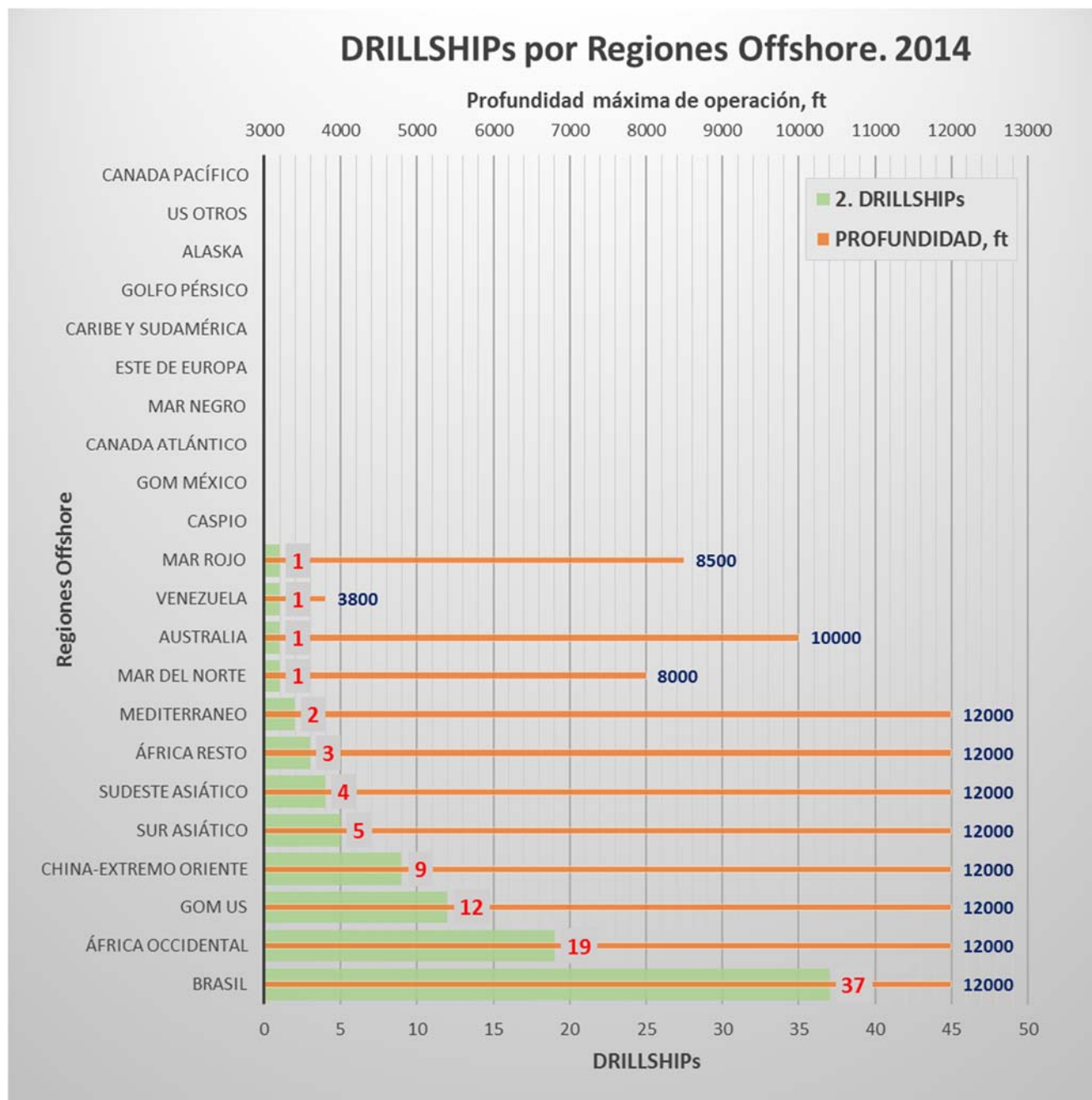


Fig. 32. Drillships en operación por región y profundidades máximas de operación de las unidades en la región.

En la Fig. 32, se puede concluir:

- Los buques de perforación offshore, tienen aplicación en aguas profundas y ultra-profundas, con cotas máximas de operación de 12000' (3658 m).
- Brasil destaca como el mayor escenario de operación de buques de perforación, donde la mayor producción está en aguas profundas y ultra-profundas.
- En aguas con condiciones de operación duras o extremas, el buque de perforación no tiene aplicación, como lo denota la carencia de este tipo de unidades en el MdN, Canadá y otras regiones extremas.
- El triángulo de oro es donde se concentra el mayor número de operaciones de buques de perforación, con un total de 68 buques, 72% de la flota en operación.
- China, Sudeste Asiático e India ocupa el 19% de la flota. La presencia en el resto de áreas no es significativa.

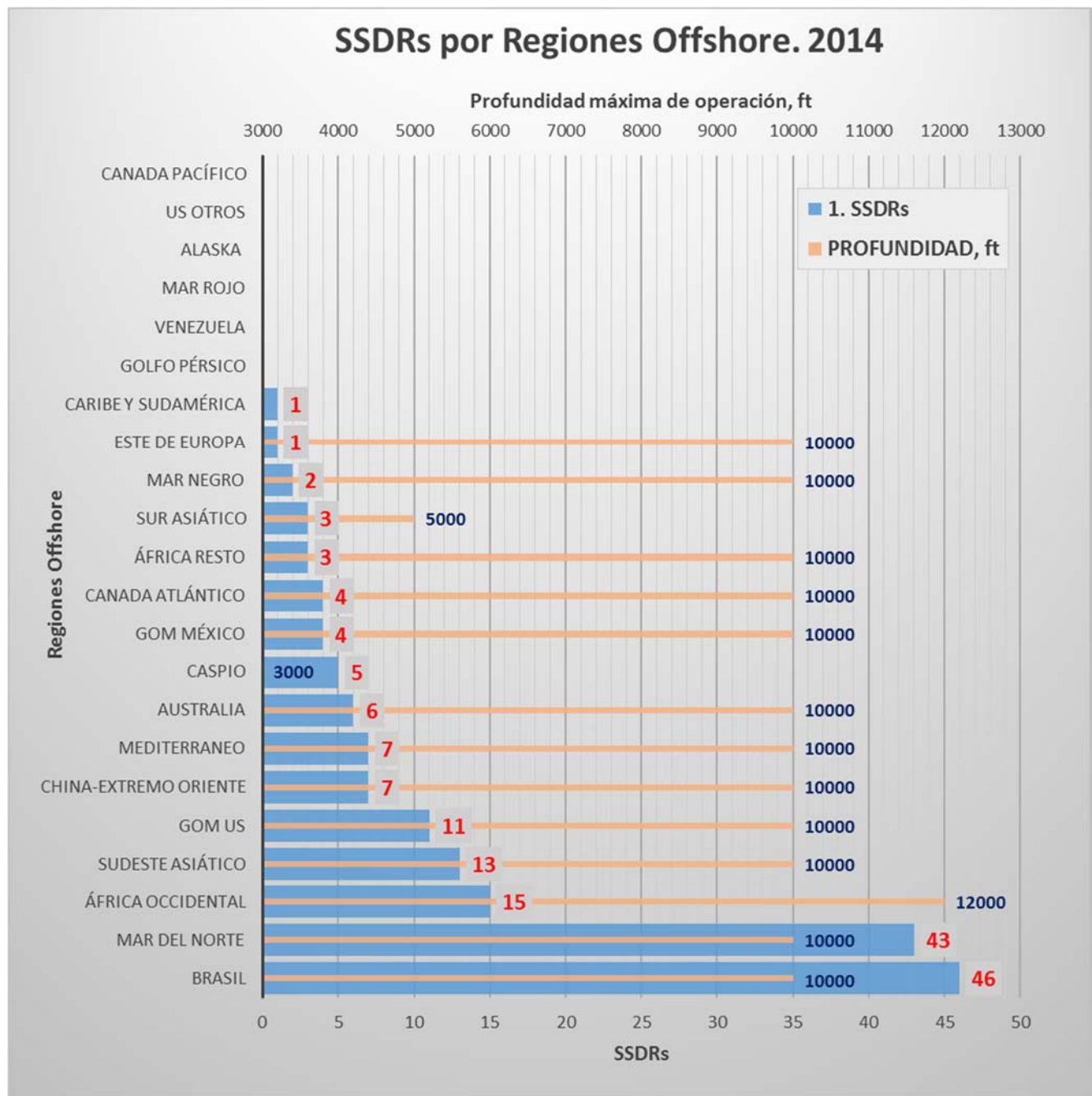


Fig. 33. SSDRs en operación por región y profundidades máximas de operación de las unidades en la región.

En la Fig. 33, se puede concluir:

- La presencia de unidades para perforación en aguas ultra-profundas en todas las regiones offshore está generalizada, excepto en el sur asiático donde el drillship se prefiere.
- Africa occidental está incorporando las primeras SSDRs con cota de perforación máxima equiparables a la de los drillship. "Scarabeo 9", tipo Frigstad D-90
- Brasil es el mayor mercado actual, junto con el MdN de Semi-sumergibles para perforación, aunque las diferencias entre las unidades que operan en ambas regiones son sustanciales.

En la gráfica de la Fig. 34, se ha representado la situación, actualizada a Agosto de 2014, de la distribución global de MODUs y el número de SSDRs en cada en cada región. El Golfo Pérsico destaca como la región con mayor número de MODUs en operación, aunque solo tiene presencia de flota Jack-Ups, por lo que no es representativo. Brasil y MdN son en términos globales, las regiones con mayor utilización.

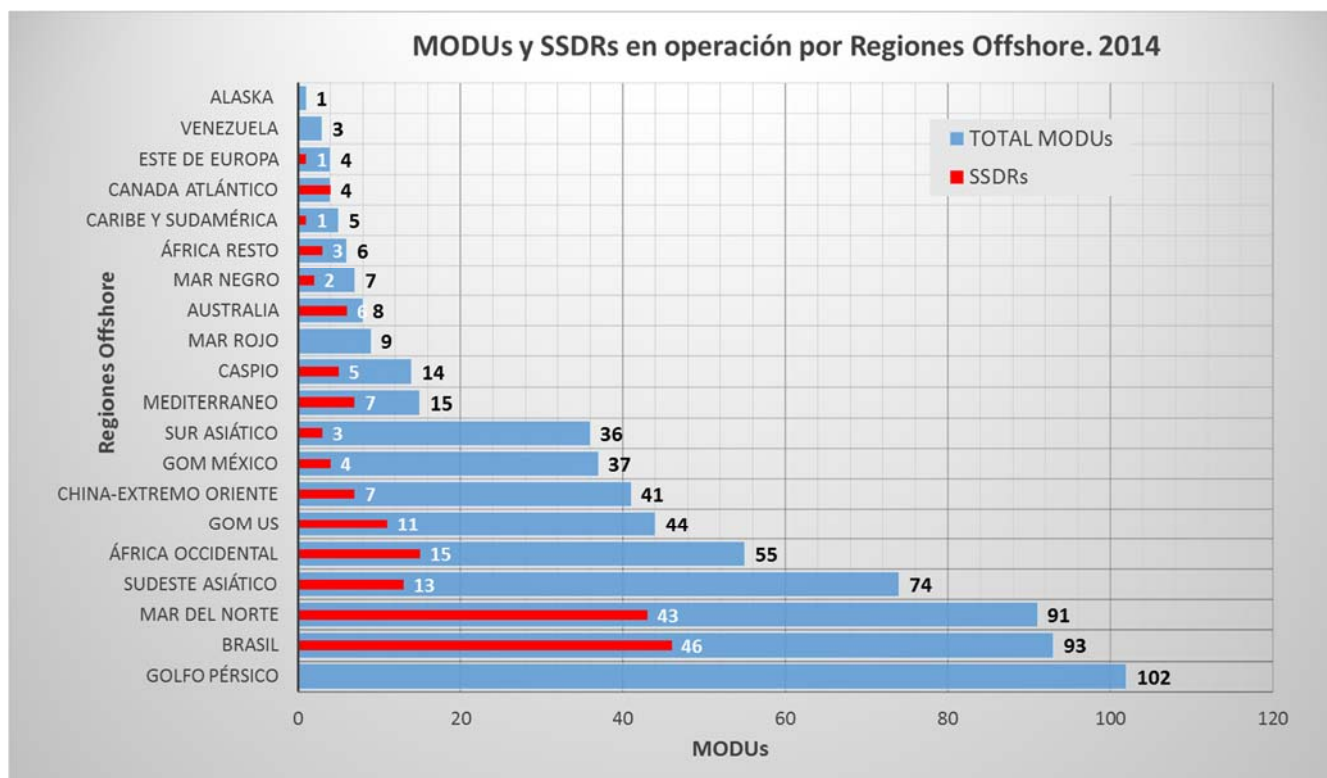


Fig. 34. SSDRs frente a MODUs en operación en diferentes regiones offshore. 2014

La variación en la utilización de MODUs se ha incrementado durante los últimos años, y la tendencia es que este incremento se mantenga a consecuencia de la evolución hacia la exploración de aguas cada vez más profundas y la dependencia energética global.

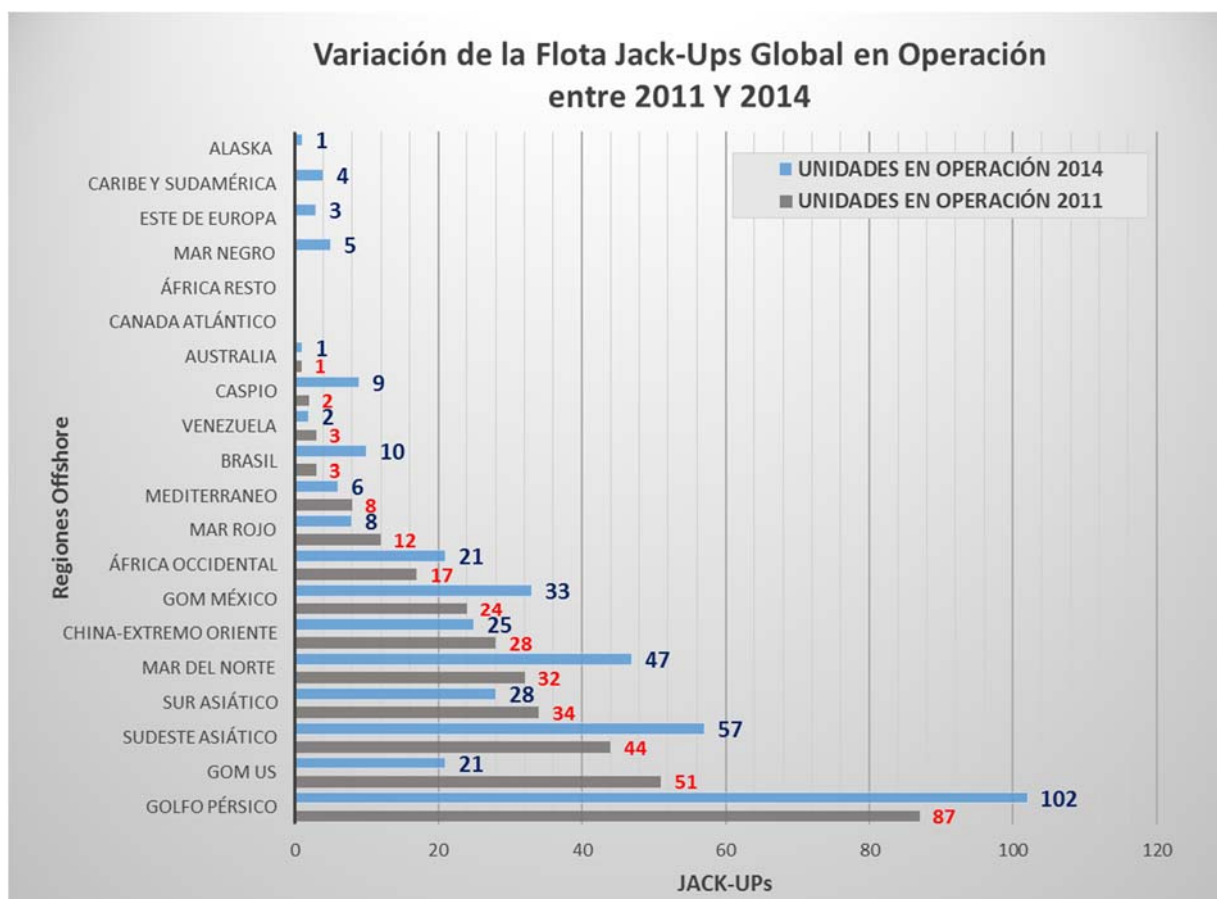


Fig. 35. Variación de la flota Jack-Ups en operación en regiones offshore.

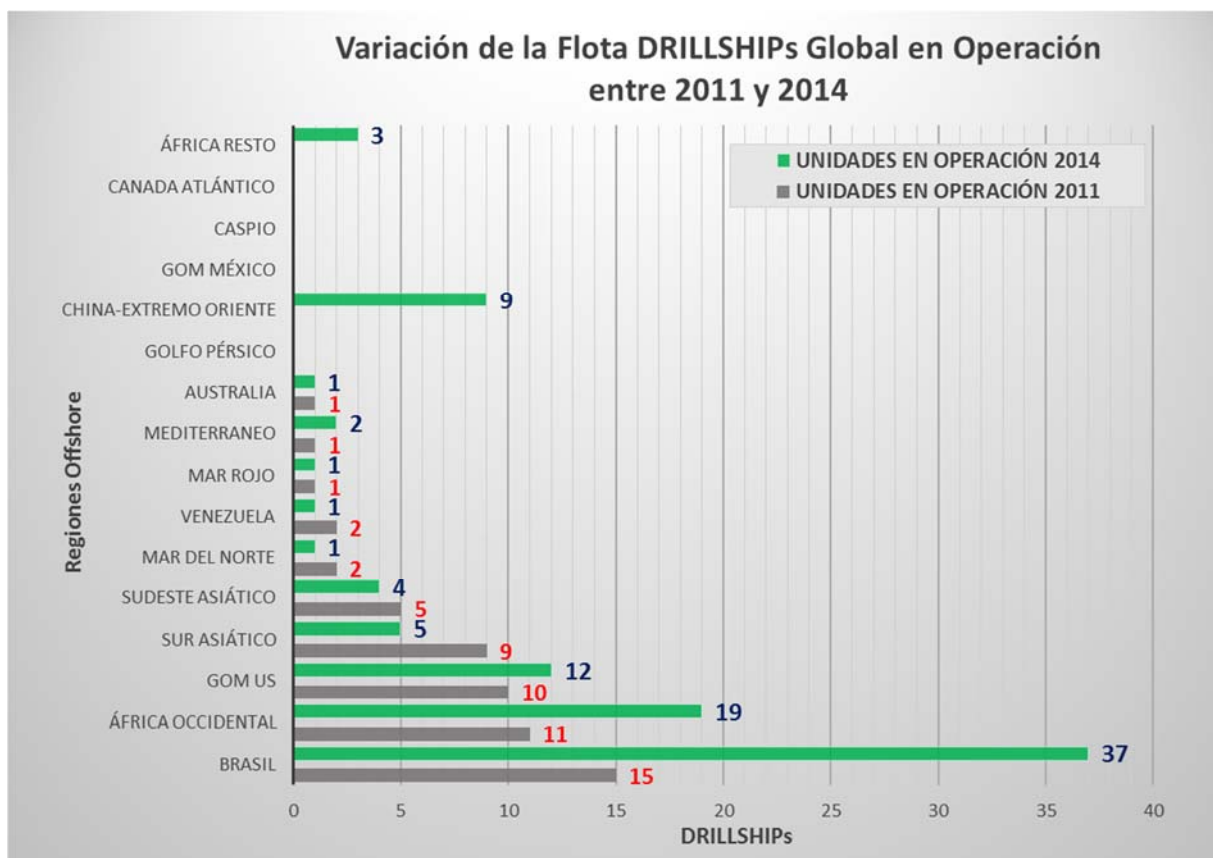


Fig. 36. Variación de la flota DrillShips en operación en regiones offshore.

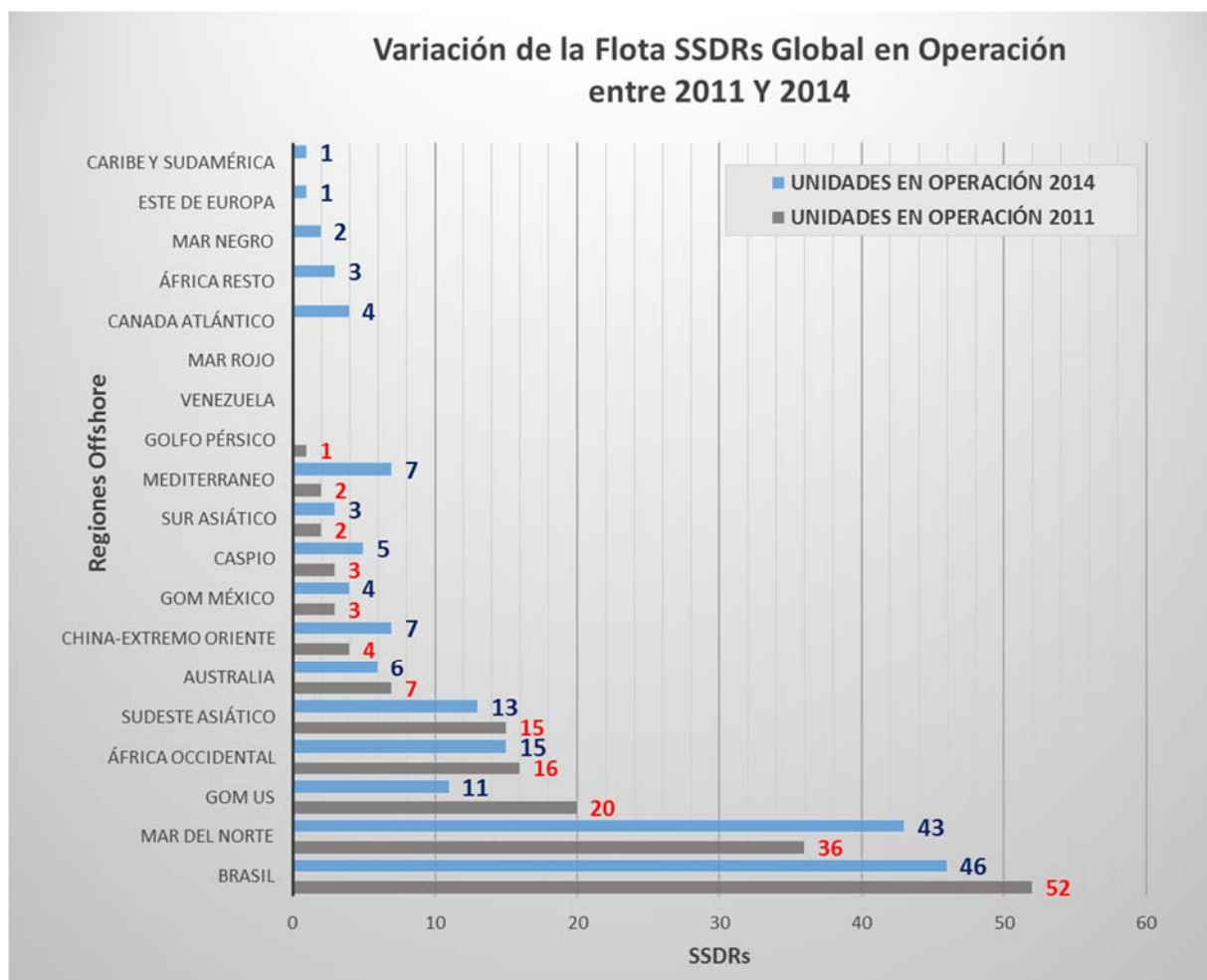


Fig. 37. Variación de la flota SSDRs en operación en regiones offshore.

En las Fig. 38 y Fig. 39, se han representado la distribución de SSDRs y DrillShips en las diferentes regiones offshore atendiendo a su capacidad de operación en ambientes moderados o duros y la profundidad de operación.

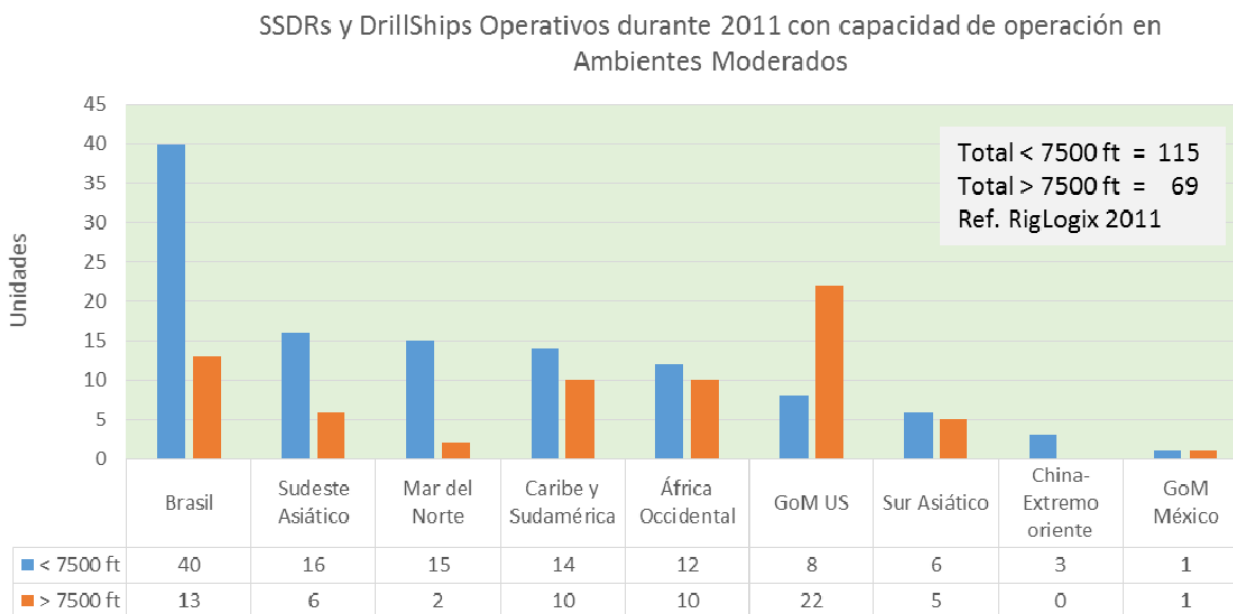


Fig. 38. SSDRs y DrillShips en ambientes moderados. Distribución regional. 2011

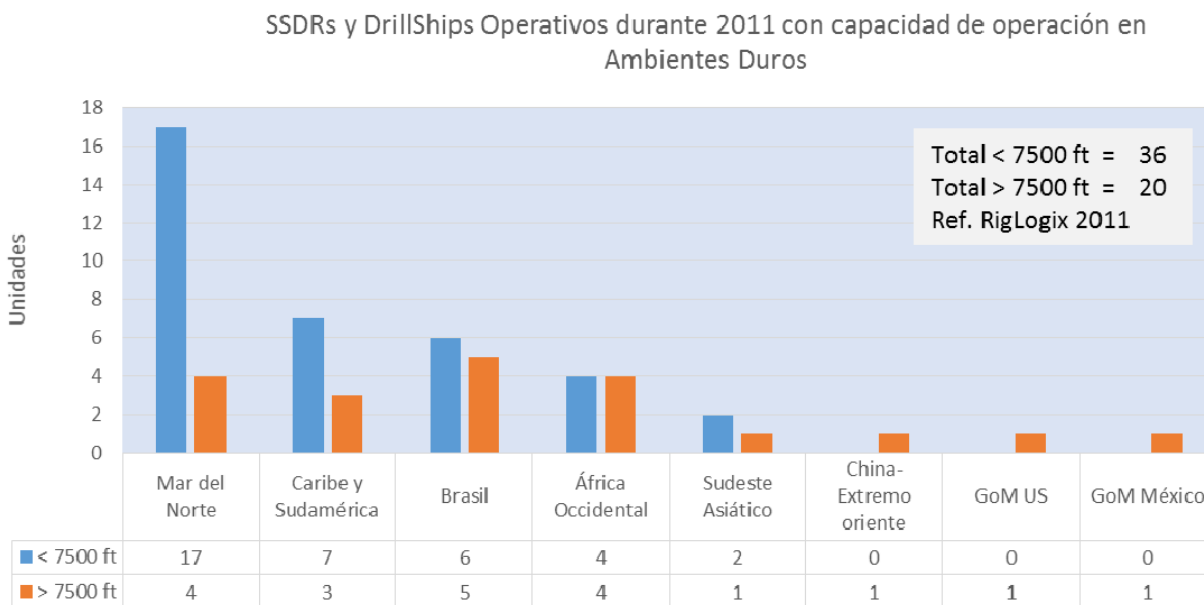


Fig. 39. SSDRs y DrillShips en ambientes duros. Distribución regional. 2011

Atendiendo a los gráficos anteriores, Brasil es la región con más unidades en operación, capacitadas para operación en ambientes moderados, mientras que el GoM se destaca como destino para unidades de exploración a mayores profundidades.

El MdN es la región con mayor profusión de unidades clasificadas para ambientes duros, predominando aquellas para perforación en aguas profundas sobre aquellas con capacidad para operación en aguas ultra-profundas.

El total de unidades con capacidades de operación en ambientes duros está en torno al 23% del total de unidades en operación. Sobre este, el MdN representa el destino del 37.5% del total de la flota.

5. BANDERAS Y ARMADORES DE LA FLOTA GLOBAL DE SSDRs.

Los datos incluidos en este apartado han sido extraídos de la base de datos de proyecto, sobre un total de 241 SSDRs. Se incluyen en esta lista unidades actualmente operativas aunque no todas con contratos de operación, unidades en construcción o pruebas y otras unidades con contratos de construcción firmados que están en fase de proyecto. Esta muestra incluye unidades de varias generaciones, donde la unidad más antigua se construyó en 1969, la famosa “Pentagone”, y la más moderna está prevista que se entregue en 2018. Todos los datos están tomados de fuentes globales contrastadas y sancionadas a la que se han añadido actualizaciones aparecidas en las publicaciones del sector. La base de datos se incluye como documento de este proyecto para referencia.

El análisis de los armadores de SSDRs aporta información extra al proyecto. Entre ellas se observa como los países que han tenido un desarrollo histórico en el campo de la exploración y explotación offshore, continúan dominando el mercado e incluso impulsando la construcción de nuevas unidades. La irrupción de los países emergentes en la explotación de sus recursos energéticos en el marco offshore, está teniendo como consecuencia la anexión de nuevos socios locales en el club internacional de los mayores armadores de semi-sumergibles. Del análisis de estos datos, se observa como frente a las tradicionales compañías de capital privado, se están sumando estos nuevos armadores subsidiarios de compañías gubernamentales del sector del petróleo, como COSL.

La tabla incluida en la [Fig. 40](#) incluye a las 18 primeras compañías armadoras de SSDRs en el sector de la perforación offshore global.

COMPANY	COUNTRY
Queiroz Galvao Perf.	BRASIL
Ventura	BRASIL
PETROBRAS	BRASIL
Odebrecht Drilling	BRASIL
China Oilfield Ser	CHINA
MAERSK CONTRACTORS	DENMARK
SAIPEM	ITALY
SEADRILL LTD	NORWAY
Songa Offshore	NORWAY
Dolphin A/S	NORWAY
Odfjell Drilling	NORWAY
North Atlantic	NORWAY
Sevan Drilling	NORWAY
ENSCO	UK
TRANSOCEAN INC.	USA
DIAMOND OFFSHORE	USA
NOBLE DRILLING	USA
ATWOOD OCEANICS	USA

Fig. 40. Principales compañías armadoras de SSDRs

La distribución de unidades por armador se representa en la Fig. 31. Transocean INC. es el mayor operador mundial de SSDRs y líder en la perforación offshore, con la mayor flota MODU (incluyendo SSDRs, DrillShips, Jack-ups, DrillBarges, etc). Todas las compañías USA y europeas tienen presencia en todos los campos offshore del globo, y son propietarios de las tecnologías y equipos más avanzados en actividades offshore, como SeaDrill, primer operador mundial en aguas ultra-profundas.

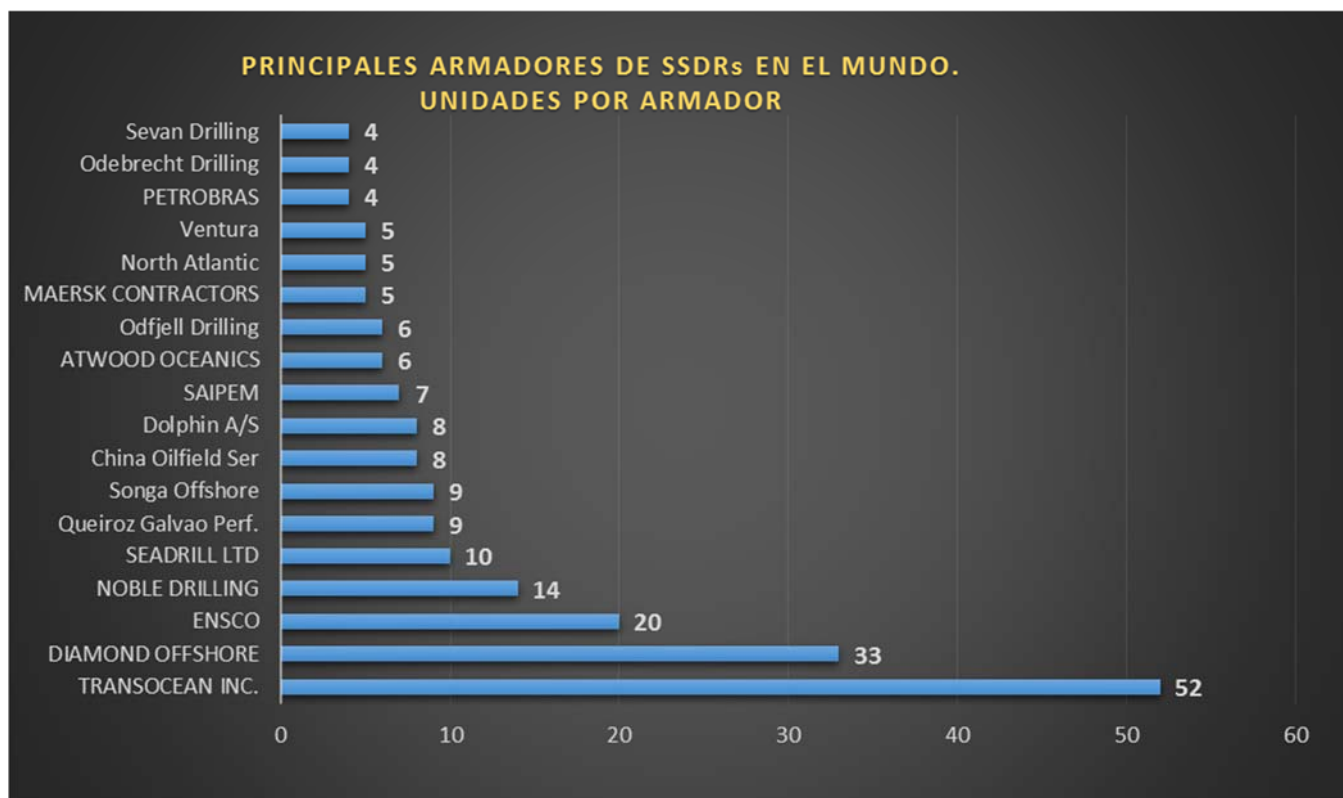


Fig. 41. Clasificación mundial de las primeras compañías operadoras de SSDRs por unidades en propiedad

La clasificación mundial de los 7 primeros países cuya bandera enarbolan las compañías operadoras propietarias de SSDRs, se presenta en la siguiente Fig. 41.

La flota USA domina claramente el mercado con unidades abanderadas, aunque como se muestra en Fig. 43, la flota es de edad elevada. El mayor auge de la construcción de SSDRs en USA tuvo lugar en pleno periodo de desarrollo de la exploración en el GoM, 1975-1985. Noruega es la segunda potencia mundial del sector, seguida por UK, ambos con gran tradición en la producción offshore del MdN. Brasil, con el gran desarrollo offshore en aguas profundas, donde las SSDRs se han mostrado como la solución técnico-económica más viable en los pasados años, se ha incorporado al grupo de los cuatro grandes.

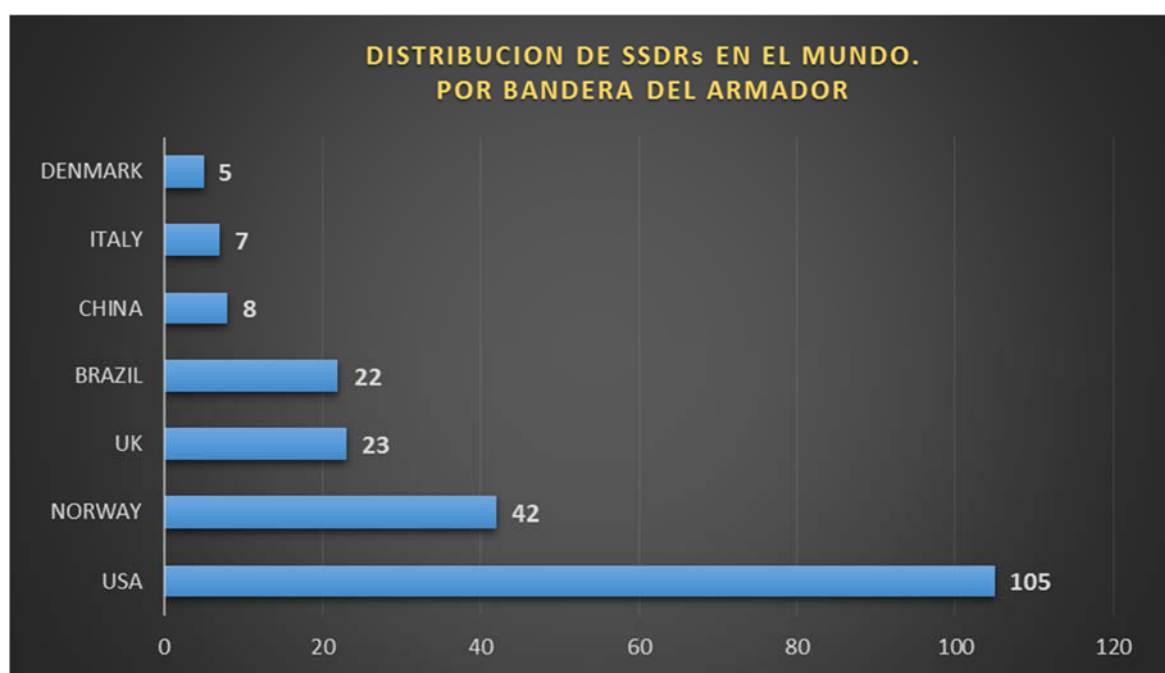


Fig. 42. Clasificación de países por bandera de armadores de SSDRs

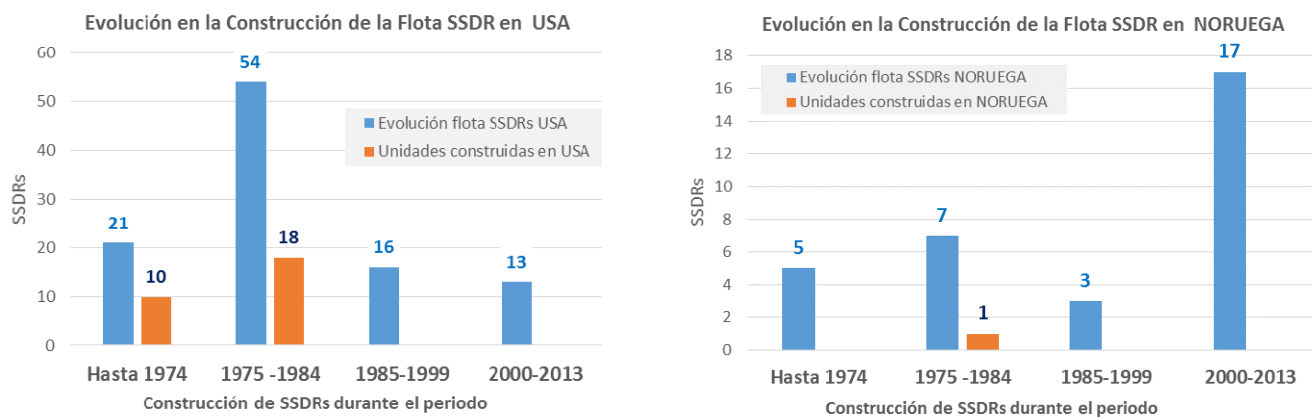


Fig. 43. Evolución en la construcción de SSDRs en USA y NORUEGA

La flota Noruega es relativamente más moderna que la flota USA. Ambas tienen una dilatada trayectoria en la construcción de SSDRs, como se refleja en la Fig. 44. En la siguiente Fig. 45 se ha incluido la evolución de la flota de las principales banderas en desarrollo durante el presente siglo, con una marcada tendencia alcista.

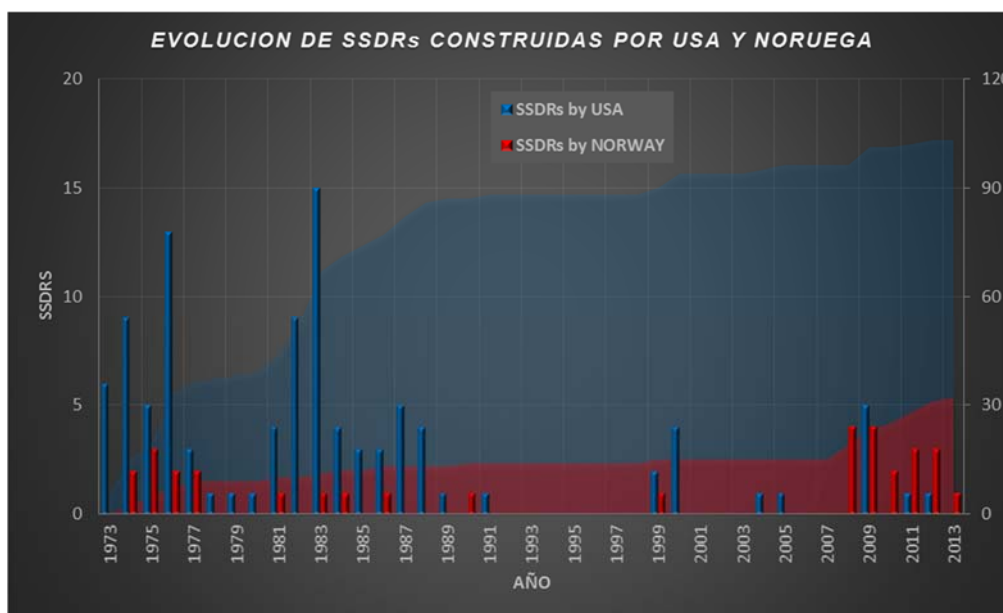


Fig. 44. Evolución histórica de la construcción de SSDRs por armadores USA y Noruegos.

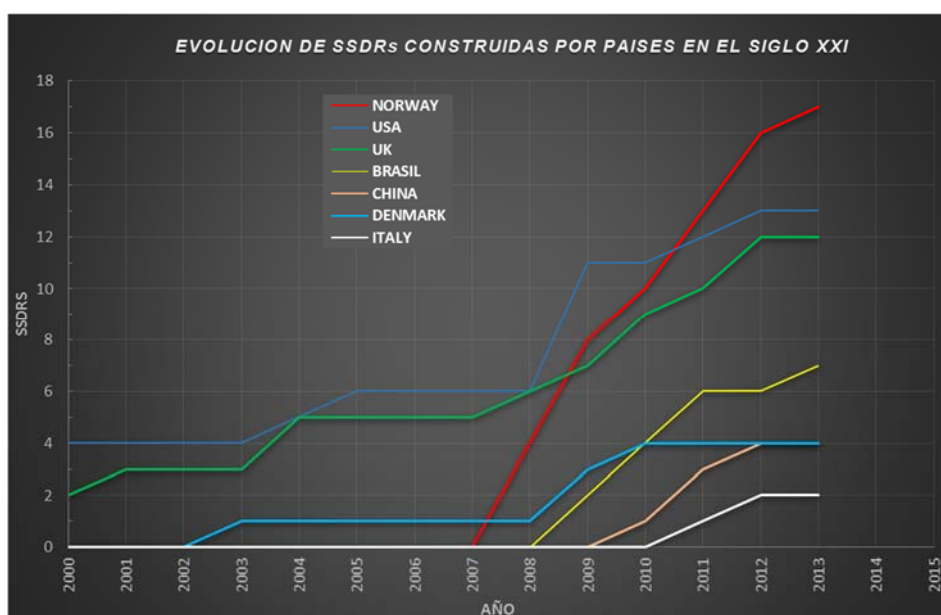


Fig. 45. Evolución de la construcción de nuevas SSDRs desde el inicio del siglo XXI

Las principales compañías operadores, continúan con la construcción de SSDRs para atender el incremento del mercado, principalmente la exploración en aguas profundas y ultra-profundas. Seadrill Ltd, tiene la flota más moderna, con el total de sus semi-sumergibles construidas durante este siglo. ENSCO ha renovado su flota, donde el 60% ha sido botado después de 2000.

SSDRs CONSTRUIDAS EN S. XXI	CHINA	CASPIAN	ARCTIC	INDICO	NORWAY	NORTH SEA	WEST AFRICA	GOM	BRAZIL	
ENSCO				2				5	5	12
SEADRILL LTD			1			1	2	3	3	10
TRANSOCEAN INC.			1		1	1	2	4		9
China Oilfield Ser	1				3					4
MAERSK CONTRACTORS		1					2	1		4
Queiroz Galvao Perf.									3	3
Odfjell Drilling						3				3
DIAMOND OFFSHORE									2	2
SAIPEM			1				1			2
ATWOOD OCEANICS				1				1		2
Odebrecht Drilling									2	2
Sevan Drilling									2	2
North Atlantic						1				1
Ventura									1	1
OTRAS		2				4		2	2	10
	1	3	3	3	4	10	7	16	20	67

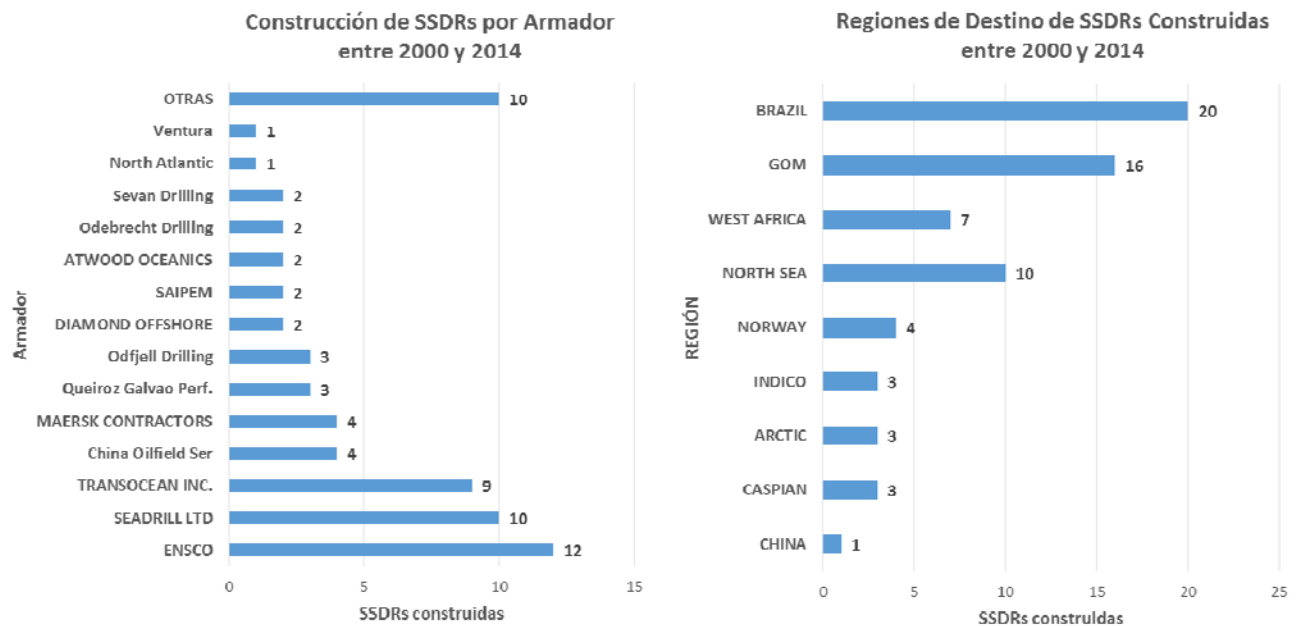


Fig. 46. Construcción de SSDRs durante el s. XXI, por Armadores y Región de Operación. Ref. base datos de proyecto.

Se consolida el mercado tradicional (MdN y GoM), donde se destinan 24 unidades de las 57 construidas lo que supone un 42%, e igualmente se potencia el triángulo dorado (GoM, Brasil, África W) con 35 de las 57 SSDRs, que representa el 61%. El resto no incluido, 8 SSDRs o el 14%, se destinan a regiones emergentes. Especial interés tiene el desarrollo exploratorio en aguas del Ártico/Barents, donde se están incrementando las investigaciones, con reservas.

Cabe destacar que entre las unidades contabilizadas, destacan aquellas diseñadas para intervención y servicio de pozo, nuevo mercado que incrementará su demanda de plataformas ante la culminación masiva en la vida operativa de los pozos existentes, y la necesidad de desmantelamiento y abandono de los campos no productivos.

6. SOCIEDADES DE CLASIFICACIÓN. CLASIFICACIÓN DE SSDRs

La proliferación de SSDRs ha generado la necesidad de una regulación normativa para la construcción y clasificación de SSDRs específica para estas unidades. Las SSDRs se han clasificado desde su origen por las principales SSCC. En las gráficas de la [Fig. 47](#), se han dividido y cuantificado las SSDRs de la flota mundial atendiendo a la SSCC bajo la que está clasificada. Es evidente que el sector está soportado principalmente por dos sociedades, American Burea of Shipping (ABS) y Det Norske Veritas (DNV). Desde principios de siglo, solo una unidad ha sido clasificada por Lloyd's Register of Shipping (LR), y se mantiene un claro liderazgo de ABS, doblando las unidades clasificadas por DNV.

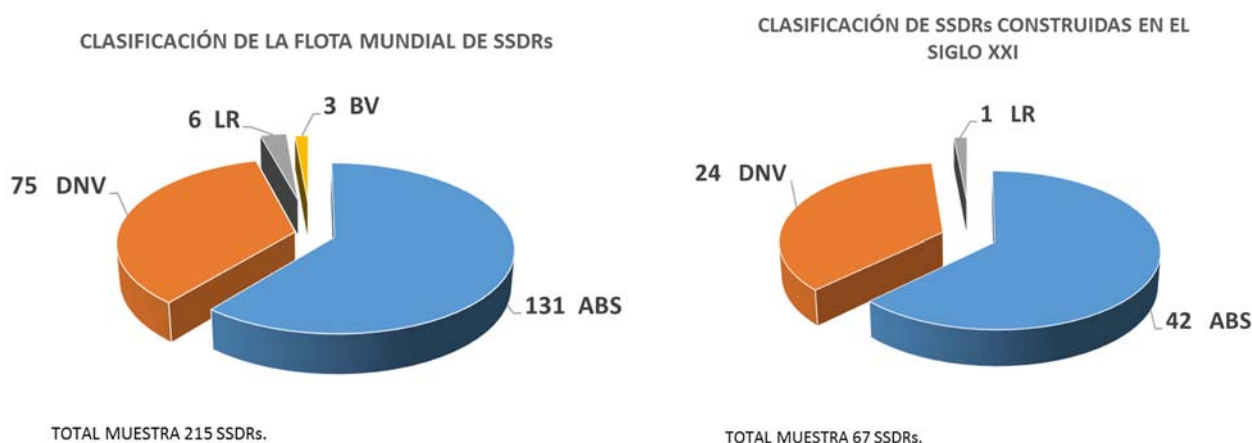


Fig. 47. Sociidades de Clasificación en la flota mundial de SSDRs.

En cuanto a la distribución regional, entre las unidades botadas desde el año 2000, Las unidades clasificadas bajo ABS, tienen presencia global, excepto en la plataforma continental noruega donde DNV se sitúa como la clasificadora predeterminada, quizá por la comodidad, al favorecer el cumplimiento de las regulaciones NORSOK. DNV tiene preponderancia en el MdN respecto de ABS. [Fig. 48](#). Esta información puede ayudar en la toma de decisiones a la hora de seleccionar la SSCC bajo la que se va a proyectar la nueva unidad. Las SSDRs con los condicionantes meteoceánicos, como operaciones árticas, polares o en ambientes extremos, suelen recaer bajo clase DNV, según los datos de la base de proyecto.

CLASIFICACIÓN DE SSDRs CONSTRUIDAS EN S. XXI	CHINA	CASPIAN	ARCTIC	INDICO	NORWAY	NORTH SEA	WEST AFRICA	GOM	BRAZIL	
ABS	1	1	1	3		1	5	14	15	41
DNV			2		4	8	2	2	4	22
LR									1	1
	1	1	3	3	4	9	7	16	20	64

Fig. 48. Clasificación de las unidades botadas en el s. XXI por sociedad y región de operación.

La clasificación offshore, en extensión de la clasificación de buques, es un sistema para la salvaguarda de la vida, las propiedades físicas y el medio ambiente ante consecuencias durante la operación de los equipos. La clasificación implica un proceso de verificación de equipos y sistemas contra una serie de requisitos. La clasificación pretende verificar que la Regla estándar requerida está aplicada durante la construcción, observada y mantenida durante toda la vida operativa de la unidad.

La clasificación es la base para el registro de la SSDR en el registro y bandera nacionales, conforme a los requerimientos del código MODU de IMO (código para unidades de perforación offshore móviles), y asegura el cumplimiento de los estándar de seguridad internacionalmente aceptados.

DNV jerarquiza la clasificación de equipos offshore en una estructura piramidal, en la que desde base a vértice se encuentran los siguientes códigos técnicos o documentos de servicio, sobre los que se soportan las reglas de clasificación:

1. Prácticas recomendadas, **RP**, y otros códigos internacionales reconocidos. Establecen una guía en las buenas prácticas de ingeniería y orientación. Las practicas recomendadas de aplicación a SSDRs:
 - DNV-RP-C102. Buques offshore
 - DNV-RP-C103. Unidades de columnas estabilizadoras, SSDRs
 - DNV-RP-C104. Unidades auto-elevables, Jack-Ups

2. Estándares offshore, **OS**. Establecen los requisitos técnicos y criterios de aceptación para unidades offshore, instalaciones y objetos. Los estándares de aplicación a SSDRs y unidades flotantes se agrupan en las siguientes series:
 - DNV-OS-A101. Seguridad y disposición
 - DNV-OS-B101. Materiales
 - DNV-OS-C1xx. Diseño estructural
 - DNV-OS-C201. Diseño estructural
 - DNV-OS-C301. Estabilidad y estanqueidad
 - DNV-OS-Dxxx. Sistemas marinos de máquinas, equipos, E&I y fire-proofing.
 - DNV-OS-Exxx. Sistemas de perforación, proceso, posicionamiento y amarre, helipuertos, botes salvavidas y sistemas de despliegue y recogida submarinos.
 - DNV-OS-Fxxx. Sistemas de tuberías submarinas y risers
 - DNV-OS-Hxxx. Sistemas de operaciones marinas

3. Especificaciones de servicio offshore, **OSS**. Establecen los requisitos en los procedimientos para la obtención y mantenimiento de los certificados de clasificación y otras declaraciones de conformidad de unidades offshore, instalaciones y objetos. Son de aplicación a la clasificación de las unidades flotantes las siguientes especificaciones de servicio de la serie 100:
 - DNV-OSS-101. Clasificación de unidades de perforación y soporte offshore
 - DNV-OSS-102. Clasificación de FPSUs
 - DNV-OSS-103. Clasificación de LNG/LPG FPSUs
 - DNV-OSS-104. Clasificación de unidades auto-elevables, Jack-Ups
 - DNV-OSS-121. Clasificación basado en criterios de rendimiento determinados a partir de la metodología de evaluación de riesgos

Las especificaciones de servicio que regulan el proyecto de instalaciones y equipos subsea están incluidas en la serie 300, DNV-OSS-3xx.

4. Reglas de clasificación. Establecen los requisitos en los procedimientos para la obtención y mantenimiento de los certificados de clase, así como los requerimientos y criterios de aceptación de los buques y sus equipos.

En la [Fig. 49](#) se han recogido los códigos aplicables en todo el proceso de desarrollo y operación en el sector offshore del O&G.

La notación de clase está compuesta por cuatro bloques principales y dos opcionales, mas notaciones especiales.

1. Símbolo de construcción, **✕**
2. Carácter principal de clase, **1A1**. Casco, maquinaria y equipo marino cumple con los requerimientos de la regla
3. Nota de diseño básico. En el caso de SSDRs, **Column-stabilised**.

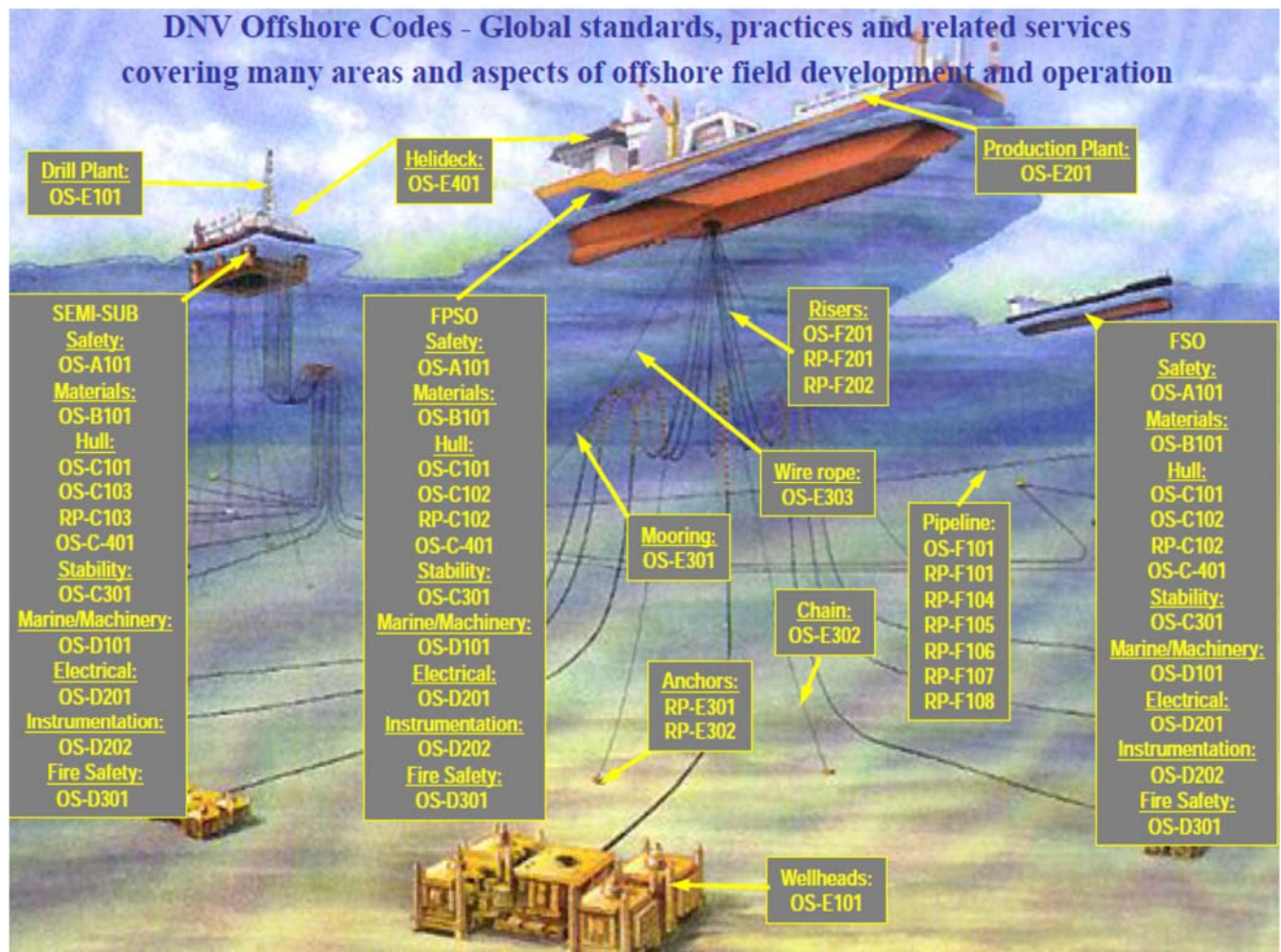





Fig. 49. Aplicación de códigos DNV en el desarrollo y operación de los campos offshore.

4. Nota de servicio. En el caso de SSDRs se usa **Drilling**, o si se ha de usar para intervención de pozo, **Well intervention**.
5. Nota opcional relativa a equipos o sistemas especiales. Para SSDRs las notas opcionales que se aplican son:
 - a. **BWM**, Ballast Water Management
 - b. **CLEAN/ CLEAN DESIGN**. El diseño incluye medios para el control y limitación de emisiones y descargas operacionales.
 - c. **DPS** o **DYNPOS**. Sistema de posicionamiento dinámico, en diferentes niveles. Para la nota DYNPOS, se distinguen cuatro niveles:
 - i. **DYNPOS-AUTS. Posicionamiento dinámico sin redundancia**
 - ii. **DYNPOS-AUT**. Posicionamiento dinámico con un manipulador independiente y referencia de posición de reserva
 - iii. **DYNPOS-AUTR**. Posicionamiento dinámico con redundancia en su diseño y con un manipulador independiente de reserva.
 - iv. **DYNPOS-AUTRO**. Posicionamiento dinámico con redundancia en su diseño, con un manipulador independiente más un sistema de reserva par control de posicionamiento dinámico totalmente independiente, con separación física de sus componentes.
 - d. **POS Moor**. Sistema de posicionamiento por fondeo s/DNV-OS-E301. Se distinguen:
 - i. **POS Moor-V**. Para sistemas de fondeo asistidos por Thrusters dependiente de un sistema de control automático del empuje.
 - ii. **POS Moor-TA**. Para sistemas de amarre asistidos por Thrusters dependiente de un control manual remoto.
 - iii. **POS Moor-ATA**. Para sistemas de amarre diseñados para el posicionamiento in la vecindad de otras estructuras y asistido por Thrusters con control con control manual remoto.

- e. **DRILL**. Clasificación de la planta de perforación
 - f. **DSV**. Clasificación de los sistemas de asistencia al buceo
 - g. **ECO**. Operación centralizada de maquinaria
 - h. **HELDK**. Clasificación de helipuerto. Se distinguen las siguientes calificaciones a añadir a la nota:
 - i. **S**. Con requerimientos adicionales para la seguridad del buque o plataforma
 - ii. **H**. Con requerimientos adicionales para la seguridad del helicóptero
 - iii. **F**. Con requerimientos adicionales para instalaciones auxiliares del helicóptero
 - iv. **(N)**. Requerimientos para operación en la plataforma continental noruega
 - i. **WELL**. Sistema de intervención de pozo
 - j. **WELLTEST**. Sistema de prueba de pozo
 - k. **CRANE**. Clasificación de las grúas de cubierta.
 - l. **EO**. Espacios de maquina sin atención periódica.
 - m. **F**. Protección adicional contra incendios
 - n. **FMS**. Procedimiento de análisis de fátiga para monocascos.
 - o. **ACCOMMODATION**. Para unidades dedicadas a la acomodación.
 - p. **DRILLING**. Nota que se incluye a unidades dedicadas a la perforación del fondo marino
 - q. **COMF**. Certifican requisitos mínimos sobre niveles de ruidos, vibraciones y climatización interior.
6. Nota opcional por operaciones en climas fríos. Se pueden asignar las siguientes notas:
- a. **DAT**. Operación durante el invierno en aguas árticas o antárticas
 - b. **ICE**. Con resistencia estructural para la navegación entre hielos
 - c. **PC**. Clase polar, con resistencia estructural para la navegación en aguas polares infectadas de hielo.
 - d. **WINTERIZED**. Sistemas diseñados para trabajo en ambientes fríos.
7. Otras notaciones especiales. De aplicación a SSDRs se considera la nota **NON SELF-PROPELLED** para aquellas unidades que requieren de la asistencia de remolcadores durante el tránsito.
8. Marcas que incluyen el cumplimiento con las regulaciones gubernamentales de los estados costeros en los que operan las unidades. **(N)** se aplica a aquellas unidades que cumplen con las regulaciones costeras del estado Noruego.

La notación de clase que asigna **ABS**, asigna las capacidades de la unidad e identifica las reglas de clase y requerimientos que serán aplicados mediante el proceso de clasificación. Al igual que DNV, ABS asigna las siguientes notas de clase:

1. Cruz de Malta **⌘**, asignada a aquella unidad en la que casco, maquinaria y equipos de casco han sido contruidos bajo la inspección de ABS. En aquellas unidades no re-clasificadas bajo ABS, pero no contruidas con supervisión ABS, se omite la cruz de Malta.
2. Carácter principal de clase, **A1**. Casco, maquinaria y equipo marino cumple con los requerimientos de las reglas de ABS.
3. Tipo de unidad. A continuación de las marcas anteriores:
 - a. **⌘A1, Self-Elevating Drilling Unit**, notación para Jack-Ups
 - b. **⌘A1, Column-Stabilized Drilling Unit**, notación para SSDRs
 - c. **⌘A1, Drillships**, notación para buques de perforación monocasco.
4. Propulsión, **AMS** se asigna a las unidades auto-propulsadas, en cumplimiento de las regulaciones ABS.
5. Notificaciones opcionales de clase:
 - a. **CDS**. Certificación del equipo de perforación.

- b. **ACC.** Control y monitorización continua de cámara de máquinas desde espacio adyacente a esta.
- c. **ACCU.** Control y monitorización continua de cámara de máquinas por duplicado, desde el puente de navegación y desde local adyacente a esta.
- d. **AMCC.** Asignada a sistema automático o de control remoto y monitorización de sistemas para la maquinaria de unidades no auto-propulsadas.
- e. **AMCCU.** Asignada cuando los espacios de máquina y sistemas pueden ser tripulados y monitorizados remotamente de unidades no auto-propulsadas.
- f. **CCO.** Asignadas a unidades equipadas y destinadas a la operación en ambientes con bajas temperaturas
- g. **CDS.** Asignadas a aquellas unidades en las que el sistema de perforación, incluido BOP, han sido diseñados, y mantenidos conforme a los estándares de ABS.
- h. **CRC.** De aplicación cuando las grúas de cubierta han sido diseñadas y construidas bajo las reglas de ABS.
- i. **DLA.** Asignada a unidades evaluadas usando un procedimiento de análisis estructural mejorado y criterios para el cálculo y evaluación del comportamiento de la estructura del casco bajo un enfoque de cargas dinámicas.
- j. **DPS-0, DPS-1, DPS-2, DPS-3.** Asignada a unidades con sistema de posicionamiento dinámico diseñado y construido con en cumplimiento de las reglas y supervisión ABS, en sus diferentes grados de redundancia, 1, 2, 3.
- k. equipo de fondeo, cadenas y anclas bajo la regulación ABS.
- l.  **ENVIRO-OS, ENVIRO-OS+.** Asignada a unidades que denotan la adherencia a los estándares para la mejora de la protección medioambiental.
- m. **GP.** De aplicación a unidades nuevas y existentes con Green Passport.
- n. **HAB, HAB+ or HAB++**, asignada a unidades que cumplen con los criterios de acomodación para la tripulación, nivel de vibraciones y climatización para mejora del confort.
- o. **HELIDEK o HELIDEK(SRF).** Para unidades con cubierta para aterrizaje de helicópteros, con o sin capacidad de repostaje de combustible, respectivamente.
- p. **HIMP.** Unidad inscrita en el programa de mantenimiento e inspección del casco.
- q. **HSQEEEn, HSQE, HSQEn, HSEEn, SQEEEn, HSEn, HSE, HSQ, SEEn, SQEn, SQE, HS, SEEn, SE, SQ, S**, en unidades que cumplen con los criterios de seguridad, salud, calidad, medioambiente, y o gestión de energía conforme a la guía de ABS.
- r. **Ice Class**, para unidades que navegan y operan en aguas polares y en condiciones de hielo.
- s. **MLC-ACCOM.** Unidades que cumplen con los criterios contenidos en la guía ABS para el cumplimiento con la Convención Marítima del Trabajo ILO de 2006.
- t.  Para unidades con posicionamiento por fondeo, cuyas anclas, cadenas y cable han sido específicamente probados bajo las especificaciones y supervisión de ABS.
- u. **NBL, NBLES o NIBS**, asignado a unidades que cumplen con la guía para diseño del puente y equipos y sistemas de navegación
- v. **RCM**, para unidades que cumplen con la guía ABS de supervivencia en basada en el mantenimiento centrado en confiabilidad.
- w.  Para unidades en las que anclas, cadena o cables satisfacen los requerimientos en las reglas ABS par unidades con posicionamiento por fondeo.
- x. **POT.** Para unidades que cumplen los requerimientos para la protección de los tanques de combustible y lubricantes.
- y. **SEC.** Nota que se asigna a unidades que cumplen con la guía para seguridad del buque, SEC.
- z. **SFA(-).** Unidades en las que se realizado un análisis espectral de fatiga para una vida operativa mayor a 20 años. Seguida a la notación SFA y entre paréntesis se incluye el número de años para los que se realiza el análisis.
- aa. **UWILD.** En unidades en las que las zonas sumergidas han de ser examinadas en intervalos prescritos.
- bb. **HM1, HM2, HM3**, se aplica a unidades con sistemas de monitorización del stress de la estructura del casco.

Como referencia, se incluyen notificaciones de las unidades más modernas disponibles en el mercado.

Classification: **DNV**

Transocean Barents. Mod. Aker H-6e

✕ 1A1, Column Stabilized Drilling Unit (N), DRILL (N), HELDK, CRANE, E0, DYNPOS-AUTRO, POSMOOR-ATA

COSL Innovator. Mod. GM 4000

✕ 1A1, Column Stabilized Drilling Unit (N), Well Intervention Unit (N), DRILL (N), DYNPOS-AUTRO, HELDK-SH, CRANE, E0, POSMOOR-ATA

Classification: **ABS**

Development Driller III. Mod. Gusto DSS51

✕ A1, Column Stabilized Drilling Unit, DPS-2, ACC, AMS

TBN. Mod. ORION

✕ A1, Column Stabilized Drilling Unit, AMS, ACCU, DPS-3, CDS

ANEXO I

PERSPECTIVA E INVERSIONES FUTURAS.

Las nuevas reservas de hidrocarburos a desarrollar en aguas profundas entre 2011 y 2015 se estiman en 28 Gboe. Este desarrollo requerirá la inversión de 223 B\$ según fuentes de análisis de mercados (Infield System), descompuestos en los siguientes paquetes:

- 38% en SeaLines, sistemas de tuberías submarinas para transporte de fluidos de producción.
- 36% en sistemas de terminación submarinas para pozos.
- 20% en plataformas, flotantes y fijas

Este total es un 60% mayor que el que se invirtió en el periodo 2006-2010. Como referencia, se prevé un incremento en la terminación 1500 nuevos pozos submarinos entre 2011 y 2015 y otros 1900 entre 2016 y 2018, en solo tres años, lo que supone casi duplicar la previsión de 2011 a 2015. *Fig. A.I.1.* La mayoría de los planes de desarrollo están planeados en las regiones de África occidental, Brasil y GoM.

Una inversión de la tercera parte del presupuesto, 70 B\$, se va a invertir entre el desarrollo de un sealine entre Argelia e Italia para exportación de gas y en el sistema de producción del campo Engina, África occidental, por Total. Sur América, con una inversión de 50 B\$ de inversión y Norte América con el mismo monto será las mayores inversiones.

Seis operadores van a aportar el 75% de la inversión total, 150 B\$ en el plan 2011-2015: Petrobras, Total, Chevron, BP, Shell y ExxonMobil.

La inversión prevista para el desarrollo en aguas profundas y ultra-profundas en el lustro 2013-2017 está previsto en un total de 223 B\$, de los que 174 B\$ se van a invertir en el denominado triángulo de oro, GoM, Brasil, África occidental, (Ref. 4), *Fig. A.I.2.* De estos, 78 B\$ se han de invertir en perforación y terminación de pozos submarinos, lo que supone que un 35% del coste está vinculado con actividades desarrolladas directamente por MODUs y otras plataformas fijas de perforación, terminación e intervención. La tendencia en la inversión es claramente a crecer, con un incremento anual medio de entre 8 a 10 B\$.

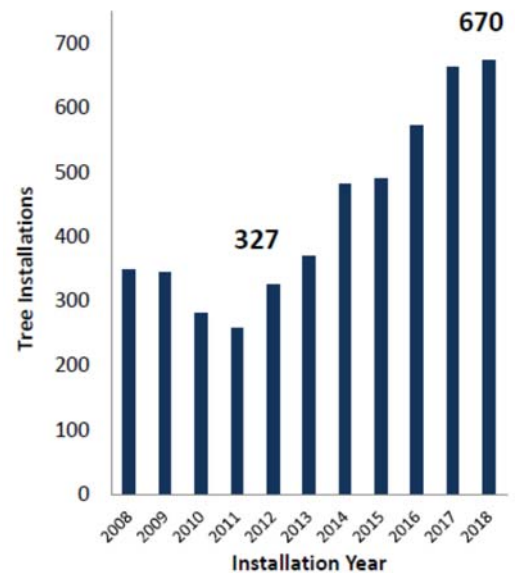


Fig. A.I.1. Previsión de instalación de nuevos árboles de producción subsea. Infield System

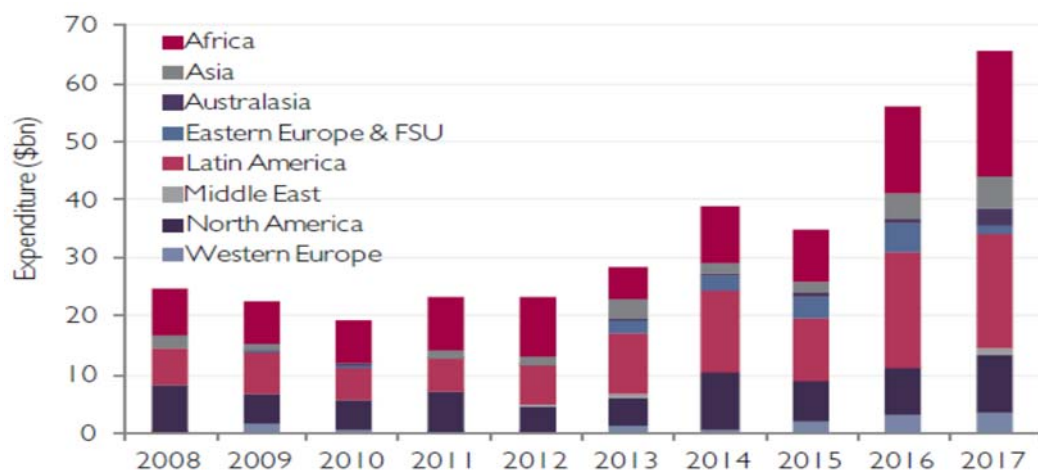


Fig. A.I.2. Previsión de inversiones en desarrollo offshore en aguas profundas. Ref. 4

Las elevadas inversiones de capital en infraestructura, CAPEX, que se requieren para la exploración y producción offshore están incidiendo negativamente en el precio final del barril de petróleo. Desde inicios del presente siglo, la incidencia en el coste final está incrementándose anualmente con una pendiente continua, pasando del 0.9% de incremento anual antes de 2000 a 10.9% de incremento anual a partir de esta fecha, *Fig. A.I.3*. Este incremento en el coste requiere que el mercado se ajuste incrementando los precios, de forma moderada para evitar inflación excesiva, pero sobre todo, el incremento de la producción.

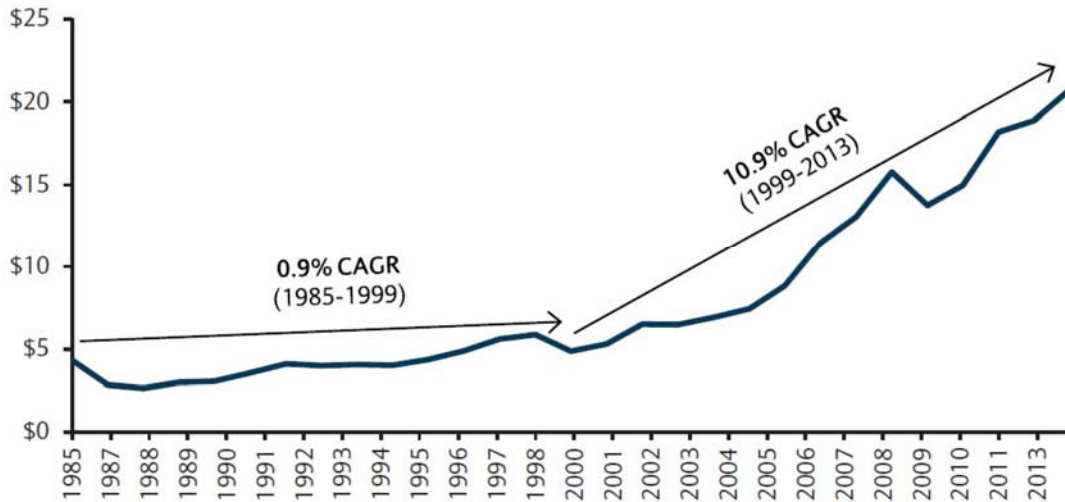


Fig. A.I.3. Evolución del impacto de inversión en Exploración y Producción del barril de crudo. IEA. Barclays Research. Ref. 5

Como conclusiones al desarrollo de inversiones futuras podemos enumerar:

- El crecimiento neto global en la producción de crudo vendrá de sistemas no convencionales, aguas profundas y ultra-profundas.
- El negocio offshore está asistiendo a niveles records de actividad
- No es sostenible el crecimiento cero en los precios del crudo y el incremento de la inflación en equipos y servicios durante un largo periodo. Se espera incremento en los precios de hidrocarburos.
- El gas se tornará como principal fuente de generación de potencia, en sustitución del crudo y carbón, con un desarrollo al alza de la producción offshore en la región APAC (Asia-PACífico), África occidental y el agotamiento de las mega-reservas del MdN. Desarrollo de los descubrimientos en el US GoM.
- Crecimiento del mercado en Africa Occidental
- Crecimiento en el mercado mundial de construcción naval para el sector O&G, con unidades de mayor porte y adaptadas a la exploración y producción en mayores profundidades.
- Se prevé la aparición de mega-proyectos de desarrollo y construcción, con elevados volúmenes de inversión

ANEXO II

PRINCIPALES REGIONES OFFSHORE.

En la tabla a continuación se refieren las principales regiones offshore a nivel global y sus características principales, junto con la producción sancionada en 2010 como referencia.

REGIÓN	PRODUCCIÓN 2010 MBOE/día	CARACTERÍSTICAS
África Occidental ¹	3.9	El desarrollo en las diferentes naciones varía en madurez. Nigeria presenta campos totalmente desarrollados, con Camerún y Ghana como regiones emergentes. Aproximadamente, toda la producción proviene de Nigeria y Angola, con un crecimiento incipiente en la explotación en aguas profundas, especialmente en Angola, pero el mercado de aguas someras es donde se concentra la mayoría de la producción. IOCs son los mayores operadores de la zona.
China	1	NOC CNOOC y su subsidiaria COSL son los mayores operadores en la región. El impulso al desarrollo empezó en 1980 y 1990. La inversión se ha incrementado desde los 3.4 B\$ en 2005 a 12.5 B\$ en 2011. La actividad offshore representa más del 20% de la producción nacional china.
India	1.1	Mercado emergente con un fuerte desarrollo en la explotación de gas. El sector offshore representa los 2/3 de la producción nacional. NOCs ONGC y la compañía pública Reliance son los mayores operadores en la región.
Sureste Asiático ²	3.1	Potente segmento de desarrollo en aguas someras y profundas. Región con condiciones meteorológicas exigentes, con abundancia de tifones. La presencia de unidades de perforación se ha doblado desde 1990. La producción offshore representa la mitad de la producción en Indonesia y el 90% en Malasia.
Mar del Norte ³	6.1	Región plenamente desarrollada y consolidada, con condiciones medioambientales extremas y moderadas. Ha habido un modesto descenso de las unidades de perforación desde el año 2000. Statoil e IOCs son los mayores operadores de la zona.
Golfo Pérsico ⁴	6.7	NOCs operan la región. Entre 1990 y 2010 las unidades de perforación se cuadruplicaron, desde 20 a 80. No existe desarrollo de aguas profundas. Jack-ups representan el 95% de la tipología operando en la región.
GoM Mexicano	2.5	El mercado en aguas someras es el principal segmento de la región, con un pequeño desarrollo en aguas profundas. Se ha desarrollado rápidamente al principio de los años noventa y durante principios del presente siglo. La producción offshore en declive. Se ha iniciado el desarrollo en aguas profundas desde 2011.
GoM USA	2.7	Región plenamente desarrollada y consolidada. La producción en aguas someras está en declive, con un gran crecimiento del sector de aguas profundas y ultra-profundas. Esta región representa el 15% del total de la producción mundial de 2011. Área con gran impacto de huracanes.
Brasil	2.1	Es el mayor mercado de aguas profundas y ultra-profundas actual, con poco desarrollo de las actividades en aguas someras. Crecimiento en la producción debido a las zonas pre-salt descubiertas. Petrobras es la principal NOC y el mayor operador de la zona.

Ref. Rystad Energy. 2011

- ¹ Nigeria, Angola, Camerún, Chana, Gabón y Guinea Ecuatorial.
- ² Indonesia (33% Prod.) y Malasia (65% Prod.). Vietnam y Filipinas aparecen como mercados emergentes.
- ³ Dominados por UK y Noruega, con menor actividad por parte de Holanda, Alemania y Dinamarca.
- ⁴ Arabia Saudí, Kuwait, Qatar, UAE, Bahrain e Iran.

NOCs. "National Oil Companies". Compañías controladas por las autoridades gubernamentales de los diferentes países que se incluyen en la región.

IOCs. "International Oil Companies". Representan el conjunto de las principales compañías operadoras internacionales del oil & gas, entre las que se pueden citar Shell, BP, Exxon, Repsol, etc.

Sobre el mapa de la [Fig A.II.1](#), se han situado las regiones geográficas principales detalladas en la tabla anterior, remarcando aquellas regiones donde se operan más de 25 MODUs en rojo, o menos de 25 con borde negro.

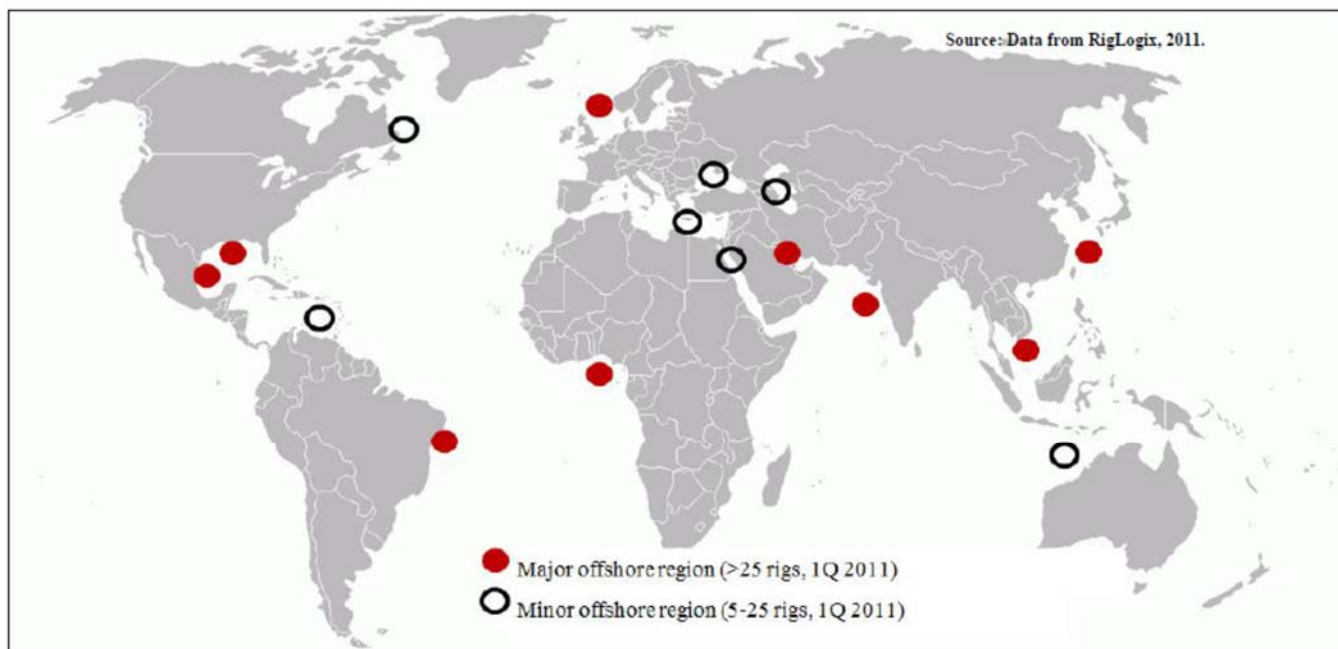


Fig. A.II.1. Principales Regiones Offshore. 1er Cuatrimestre 2011. Ref 1

REFERENCIAS.

1. OFFSHORE HIDROCARBONS. PANORAMA 2012. IFP 2012.
2. Global Offshore Oil and Gas Outlook. John Ferentinos. Infield Systems. 2013
3. Energy Magazyne. Enero 2014. <http://magazineenergy.com/market-data/ihp-petrodata-dayrates-indices/>
4. GLOBAL OFFSHORE PROSPECTS. John Westwood. Douglas Westwood. 2013
5. Offshore Support Vessels and Mobile Rig Fleets Set for Major Growth. ROYAL HASKONING DHV. 2013
6. RigZone. <https://www.rigzone.com/data>
7. InfieldRigs. <http://www.infield.com/rigs/rig-search>
8. The new boom in Drilling Rig Construction. EPEUS. 2013

PAGINA EN BLANCO

2.6. EQUIPOS DE ELEVACIÓN EN SSDRs. GRÚAS Y MANIOBRAS OFFSHORE

1. EQUIPOS DE ELEVACIÓN Y MANIPULACIÓN DE CARGAS

2. GRÚAS

2.1. TIPOS DE GRÚAS INSTALADAS EN PLATAFORMAS OFFSHORE

2.1.1. GRÚAS DE MASTIL

2.1.2. GRÚAS SOBRE PEDESTAL

2.1.3. TIPOS DE PLUMA

2.1.3.1. Plumas de sección en cajón

2.1.3.2. Plumas de celosía

2.1.3.3. Plumas de nudos articulados

2.1.3.4. Tipologías de grúa

2.2. CONTROL DE GRÚAS OFFSHORE

ANEXO I. MANIOBRAS DE ELEVACIÓN

A.1.1. CARGAS ADMISIBLES DE GRÚAS PARA APLICACIONES OFFSHORE

A.1.2. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN PASIVA DE ARFADA INSTALADOS EN GANCHO

A.1.3. MANIOBRA DE CARGAS EN LA INTERFASE AIRE/SUPERFICIE DEL MAR (SPLASH ZONE HANDLING)

A.1.4. OPERACIONES DE ELEVACIÓN Y DESCENSO DE CARGAS EN GRANDES PROFUNDIDADES

A.1.4.1. EXTENSIÓN DEL CABLE DE IZADO

A.1.4.2. DESVIACIÓN HORIZONTAL

A.1.4.3. DESPLAZAMIENTO VERTICAL

A.1.4.4. FUERZAS DINÁMICAS EN LA LÍNEA DE CARGA EN OPERACIONES SUBMARINAS

A.1.5. NUEVOS SISTEMAS DE IZADO EN GRANDES PROFUNDIDADES

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

EQUIPOS DE ELEVACIÓN EN SSDRs. GRÚAS Y MANIOBRAS OFFSHORE.

1. EQUIPOS DE ELEVACIÓN Y MANIPULACIÓN DE CARGAS.

En una plataforma offshore se emplean diferentes equipos de elevación y manipulación para cada una de las aplicaciones específicas que requiere la operación de una SSDR.

Por la forma de elevar o manipular la carga, podemos distinguir:

- Elevadores o izadores, evolución del clásico torno. El término que se utiliza en inglés es “Hoisting”. Formado por un aparejo, retornos, cable de elevación y un cabrestante principalmente, manipula la carga en una sola dirección, vertical. Se emplea en los derrick clásicos para la manipulación de la línea de perforación, risers, BOPs, etc. Su utilización se restringe en exclusiva al equipo de perforación.
- Grúas. El término en inglés es “Crane”. Existen diferentes tipos de grúas de uso en plataformas offshore. La principal característica es que la carga se puede manipular en las tres direcciones del espacio. Dependiendo del tipo de grúa y los accesorios que se instalen se pueden aplicar momentos para el giro y posicionamiento de las cargas.
- Grúas pórtico. El término en inglés es “Gantry Crane”. Se utilizan para la manipulación la elevación y desplazamiento en el plano horizontal de cargas pesadas como los BOPs.
- Grúas puente. El término en inglés es “Overhead Cranes”. Para las mismas aplicaciones que las grúas pórtico, pero en espacios reducidos y donde se dispone de estructura superior para la instalación de las vías de desplazamiento.
- Transportadores. El término en inglés es “Transporters”, aunque también se puede usar “Trolley”. Son plataformas guiadas para el desplazamiento horizontal de cargas pesadas.
- Cestas. El término en inglés es “Man Baskets”. Son brazos hidráulicos en cuyo extremo se sitúa una plataforma protegida para alojar personas y desplazarlas en altura a la posición requerida.
- Sistemas de manipulación de tubulares. El término en inglés es “Pipe Handling Systems”. Incluyen todos aquellos equipos para el acopio y manipulación de tubulares desde su carga a bordo hasta su localización en el derrick para entrar en operación.
- Deck-Skids. Sistema de transferencia de cargas en el plano de cubierta para cargas pesadas desde su acopio a la posición bajo gancho, como equipos subsea.
- Carretillas elevadoras. El término en inglés es “Fork Lift”. Carretillas autopropulsadas para el manejo de cargas pequeñas y/o paletizadas.

2. GRÚAS

Las grúas de una SSDR se clasifican principalmente por su localización:

- Grúas de cubierta
- Grúas auxiliares

Las grúas de cubierta se montan a cada banda de la cubierta principal sobre un pedestal más o menos elevado sobre la anterior, dependiendo de su tipología. Suelen disponer de dos grúas, una a cada banda, con radios de acción intersectados, para poder transferir cargas entre ellas. El radio de acción conjunto de ambas grúas y por tanto su longitud de brazo al correspondiente ángulo, ha de cubrir toda el área de operación y acopios de la cubierta de plataforma, para las cargas máximas de operación requeridas. Las funciones específicas de las grúas de cubierta se podrían enumerar como:

- Carga y descarga desde puerto. Una banda operativa a la vez.
- Carga y descarga en el mar, desde PSVs. Ambas bandas operativas, una sola banda simultáneamente, habitualmente la banda de sotavento.

- Instalación de equipos en el fondo marino conforme a las funciones operativas de cada SSDR.
- Labores de mantenimiento, tanto a nivel de cubierta como submarino. Con la aparición de los thrusters con mantenimiento a flote, las grúas de cubierta se utilizan para la instalación o desinstalación submarina de los paquetes propulsivos para su mantenimiento/repación o sustitución por el spare de que se dispone a bordo.
- Transferencia de personas entre embarcaciones o entre embarcación y estructura fija durante operaciones offshore.

Las grúas auxiliares se utilizan para el manejo de cargas específicas, como en los sistemas de manipulación de tubulares, y no tienen interacción fuera de la cubierta de plataforma de la SSDR.

La característica común a todas las grúas offshore es su capacidad para soportar aceleraciones y desplazamientos elevados durante la operación, para lo que los elementos de giro (rodamientos, cojinetes, etc) están ampliamente dimensionados.

2.1. TIPOS DE GRÚAS INSTALADAS EN PLATAFORMAS OFFSHORE

2.1.1. CRÚAS DE MÁSTIL

También conocidas en sus vocablos ingleses “Mast Cranes”, “Slew Bearing Cranes o “Mast Offshore Cranes”, **MOC**. Las grúas de mástil se utilizan para todo tipo de operaciones con cargas pesadas de hasta 7500 t y en profundidades elevadas, de hasta 5000 m con cargas suspendidas de hasta 300 t en una sola línea. Se instalan preferentemente en SSCV. o CVs. No son de aplicación habitual en SSDRs. Este tipo de grúas se montan sobre un mástil de sección cuadrada en su base, para una fácil instalación sobre los refuerzos longitudinales y transversales de cubierta, y permite su instalación sobre los bordes de cubierta para un mayor alcance. El mástil dispone de dos anillos rotativos. La plataforma giratoria soporta la pluma de la grúa en sus ejes de pivote, cabina de control y los winches de elevación de la línea secundaria en su caso. El otro anillo se sitúa en la cabeza del mástil, con los retornos de los aparejos de izado de pluma e izado del gancho principal. La cabeza del mástil está montada sobre un rodamiento de giro, y es libre de girar para seguir el extremo de pluma. Desde la cabeza del mástil se despliega hasta el extremo del brazo el aparejo de suspensión con el que se controlan los diferentes radios de operación. La plataforma rotativa y la pluma giran mediante el accionamiento de un piñón montado en un accionador hidráulico o eléctrico solidario a la plataforma que ataca a una corona montada sobre la base del mástil. La cabeza del mástil sigue el movimiento de giro del brazo de la grúa. La altura del mástil proporciona una curva de carga superior en comparación con las grúas tradicionales, especialmente en los radios más grandes. El momento de carga se absorbe por el mástil y no por los cojinetes de giro. Por tanto, el rodamiento de giro inferior no está sometido a cargas críticas.

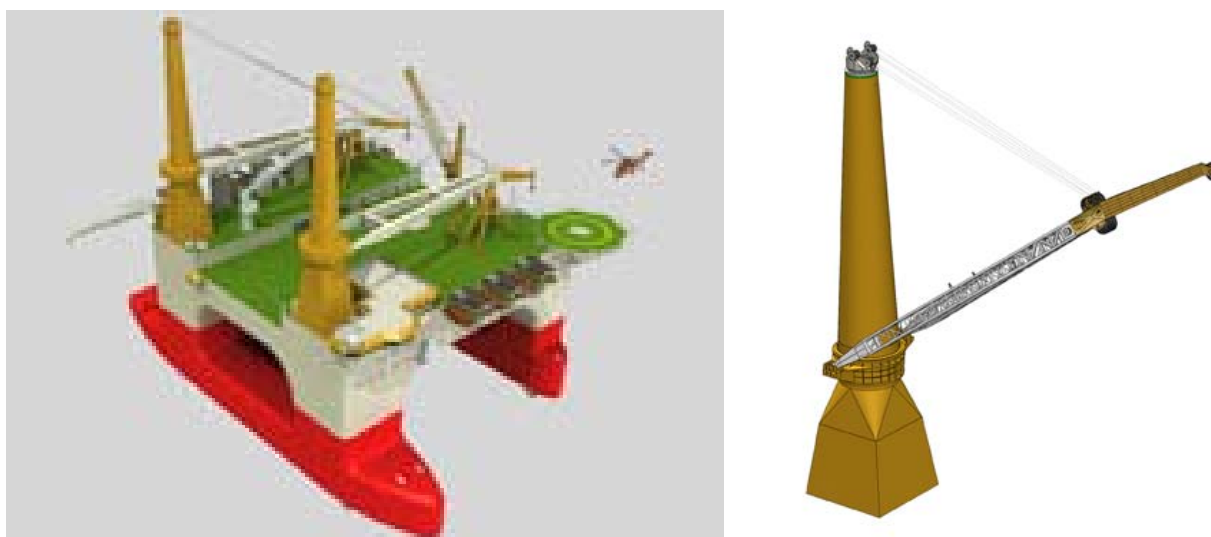


Fig. 1. SSCV. LEENAARS. BV. (Mast Crane)

Los winches principales están normalmente instalados en el interior del pedestal de la grúa, que también proporciona espacio para la sala eléctrica y la elevación requerida de la articulación de la pluma al nivel solicitado. Estas grúas son totalmente giratorias y por lo tanto están equipadas con su accionamiento de rotación. Cuando la grúa está equipada con un sistema de elevación para aguas profundas el cabrestante de tracción está instalado dentro del pedestal de la grúa o en el casco de la embarcación. En tal caso, la grúa se equipa con un cabrestante de tiro y otro de acopio de cable. El primero es el que transmite la tensión al gancho directamente, y el segundo estiba la longitud del cable necesario a una tensión menor, con lo que se reducen las potencias de los equipos. El cabrestante de almacenaje pesado se instala normalmente a nivel de cubierta principal. Para una transferencia de carga totalmente controlada y con total seguridad, puede instalarse un Sistema de Compensación Activo contra estrincones o de arfada.

Las grúas se construyen a partir de acero de alta resistencia y no requieren de lastre. La omisión de peso de lastre y un diseño compacto de la grúa reducen la oscilación de la cola que proporciona mayor espacio libre en la cubierta. El control de los accionadores eléctricos se realiza con variadores de frecuencia. En general, también el nivel de redundancia de una grúa accionada eléctrica es más alta que la de una grúa con accionamiento hidráulico.

Las ventajas de las grúas de mástil se pueden numerar:

- Curva de carga superior
- Mayor alcance efectivo
- Reducido empacho en cubierta
- Integración sencilla con la estructura del casco
- No necesita espacio de giro trasero al carecer de contrapesos
- Bajo posición del centro de gravedad
- Momentos de carga elevados

Como desventajas se puede citar la necesidad de espacio elevado bajo cubierta para la instalación de todos los equipos auxiliares de la grúa, su mayor peso en comparación con las montadas sobre pedestal

2.1.2. CRÚAS SOBRE PEDESTAL

En inglés “Pedestal Mounted Offshore Cranes”, **PMOC**. Conforme a API Spec. 2C, estas grúas offshore se definen como elementos de elevación y rotación montadas sobre un pedestal sobre-elevado, para la transferencia de materiales o personal a/o desde buques o estructuras. La tipología más común de estas grúas consiste en un cuerpo de grúa bridada a un pedestal mediante un rodamiento de giro. Los winches, equipo hidráulico o eléctrico, los ejes de pivotado de la pluma, aparejo de suspensión de la pluma, cilindros hidráulicos y cabina de control están todos montados en el interior o exterior del cuerpo de grúa. El rodamiento de giro es la parte crítica en las grúas de este tipo. Hay varias medidas que se pueden adoptar para reducir la probabilidad de fallos en el rodamiento con la consiguiente pérdida de productividad y coste. Entre estas, la instalación de equipos de control de fisuras o fallos, equipos de engrase automático con toma de muestra y análisis, y mantener un histórico de los ciclos de izado, carga elevada y sobrecargas. Con esto, se puede obtener de las SSCC la autorización del uso de los rodamientos originales hasta el final de la vida útil de diseño del equipo.

Las ventajas de este tipo de grúas son:

- El equipo puede ser instalado dentro del cuerpo de grúa con la correspondiente salvaguarda de las acciones medioambientales.



Fig. 2. Grúa sobre pedestal. Liebherr BOS 6000

No se requiere la instalación de equipos auxiliares en el casco o en la cubierta. Se instala como un paquete

- Son menos pesadas que sus equivalentes de tipo mástil, con lo que contribuye a reducir el CDG de la SSDR.
- Conexión simple con los sistemas de la SSDR. Solo se requiere el pedestal y los terminales eléctricos/comunicaciones/control. Esto facilita el montaje en el costado de la cubierta.
- Menor empacho vertical en comparación con las de tipo mástil, que facilita las labores de mantenimiento en muelle/astillero.

En este grupo de grúas offshore se distinguen las denominadas “KingPost Cranes”. El diseño KingPost consiste

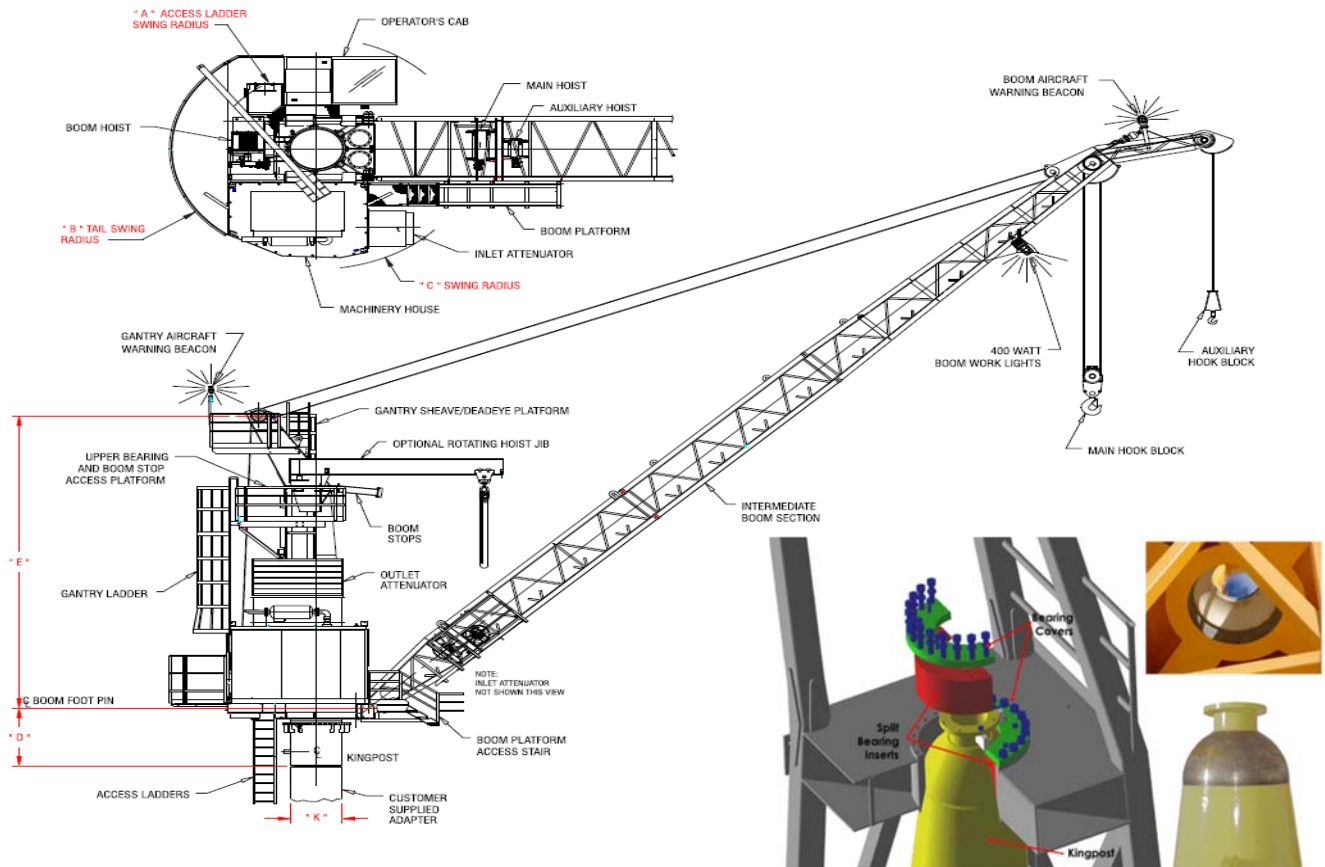


Fig. 3. Grúa sobre pedestal con diseño “KingPost” y con pluma de celosía. Seatrax

en un puntal estacionario o fijo y una superestructura que se fija sobre el extremo superior que puede girar 360° sin limitación, sobre el extremo superior del primero. La pluma, sala de máquinas, cabina de operador, aparejos y mecanismo de giro se fija toda en la superestructura. El momento de vuelco se transmite a dos cojinetes radiales espaciados verticalmente. Cada uno de ellos soporta una carga radial, horizontal, igual y opuesta. Todas las cargas verticales, carga propia de la grúa más la propia de la carga izada, se transmite en el extremo superior del puntal por medio de un cojinete de empuje concéntrico. Con este diseño, la función estructural de soporte y la de antifricción de los cojinetes están claramente diferenciadas en oposición al uso clásico de la brida con rodamiento. Un fallo en el cojinete no tendrá como consecuencia la separación de la superestructura del soporte. Este diseño también permite la conexión entre la grúa y el pedestal mediante soldadura entre este y la base del KingPost, eliminando las conexiones atornilladas y por tanto el mantenimiento. Las grandes superficies disponibles permiten el uso de

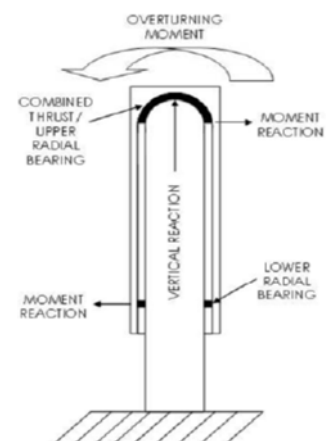


Fig. 4. Principio de “KingPost”. Seatrax

materiales no metálicos para la fabricación de los cojinetes, eliminando de esta forma los problemas de corrosión.

2.1.3. TIPOS DE PLUMA.

Las grúas se diferencia además de por su montaje por el tipo de pluma. Se distinguen para uso offshore principalmente, cuatro tipos.

2.1.3.1. Plumas de sección en cajón.

“Box Section Booms”. Se construyen en toda la gama de cargas disponible, desde una tonelada para las grúas de almacén, hasta grúas para heavy lift con más de 1000 t. Cuando se incrementa la carga la geometría del brazo pasa de una simple viga cajón al tipo “marco en A”, un marco formado por vigas cajón que recuerda a una A por disponer de dos vigas laterales tipo cajón cuya distancia entre ejes disminuye hacia el extremo de la pluma. Estas pueden estar rigidizadas por vigas transversales entre ambos cordones.



Fig. 5. Pluma de sección en cajón, Liebherr RL Type



Fig. 6. Pluma de sección “A-frame” Huisman OMC 9500

Las ventajas:

- Bajos costes de construcción e instalación frente a otro tipo de plumas
- Menor mantenimiento
- Mayor flexibilidad que una pluma de celosía, mejor constante elástica característica, que mejora las curvas operativas, por ejemplo, mayor seguridad en condiciones ambientales duras, incrementando la disponibilidad del equipo.
- Por la capacidad de aplicarse cilindros hidráulicos para el izado de la pluma, se disminuyen los movimientos incontrolados en aquellas operadas por cables.
- Bajo centro de gravedad con la utilización de cilindros hidráulicos para el izado de pluma.
- Mayor resistencia de la pluma a cargas variables.
- Posibilidad de disponer varias poleas a lo largo del brazo, aumentando la capacidad de carga a radios bajos.

2.1.3.2. Plumas de celosía.

“Lattice booms”. De uso común en plataformas para capacidades de elevación media, hasta 180 t y radios de alcance medios a elevados, hasta 80 m.

Las principales ventajas de este tipo de plumas son:

- La longitud de la pluma se puede modificar mediante la adición o supresión de módulos emperrados.
- Para longitudes de pluma mayores a 40 m, el peso propio es menor que su equivalente en cajón.

En contra, las desventajas que presentan son:

- Debido al diseño de las plumas de celosía no son capaces de soportar elevados momentos flectores o cortantes. Esto requiere un sistema de aparejos de cable para la maniobra y soportado de la pluma, con el consiguiente uso de estructuras auxiliares y empacho.
- A consecuencia de lo anterior, todas las cargas han de ser izadas desde el extremo de pluma. Puntos de izado alternativos de otras capacidades no se pueden disponer a lo largo de la pluma sin un aparejo especialmente diseñado de soporte de pluma.
- La carga suspendida de un cable desde la polea del extremo de la pluma, se ve inducida a movimiento pendular por la dinámica de la plataforma provocada por las condiciones meteoceánicas, que a su vez induce cargas oscilatorias sobre la pluma, con la consiguiente incidencia en el cdg de la plataforma. Esta es una desventaja en general de la operación marina con cargas suspendidas.



Fig. 7. Pluma de celosía. National Oilwell Varco

2.1.3.3. Plumitas de nudos articulados.

“Knuckle Boom” o “Articulated Boom”, han incrementado su popularidad en las plataformas y buques de la industria offshore, y en semi-sumergibles, pese a su elevado coste en comparación con las plumas de brazos fijos.

Las grúas que instalan este tipo de plumas disponen de un cuerpo de grúa conectado mediante la brida del rodamiento de giro al pedestal de la plataforma y la pluma dividida en dos partes. La pluma principal está articulada en el medio creando un brazo articulado. Ambas partes se controlan con cilindros hidráulicos. De esta manera, los movimientos de la carga se pueden limitar manteniendo el extremo de la pluma (“Tip”) a una altura limitada por encima de la carga. Esta capacidad hace a la grúa más segura y eficiente. Los cabrestantes se instalan normalmente en el exterior de la grúa, ya que la capacidad de almacenamiento de cable (para operaciones subsea) y su elevado volumen, requerirían de un local de grandes dimensiones. Disponen normalmente de dos unidades electro-hidráulicas para su accionamiento, por redundancia. Estas grúas tienen la posibilidad de instalar sistemas de tensión constante y sistemas de compensación de arfada.

Grúas con plumas articuladas se están instalando en SSDRs para todo tipo de uso, tanto como grúas de cubierta como auxiliares. Entre estas últimas, las grúas para manipulación de tubulares, tubería de perforación, encamisados de pozo o risers, son en exclusiva, montadas con pluma articuladas, allí donde no se instalan puentes grúa.

Estas plumas tienen las siguientes ventajas.

- El efecto pendular que se puede inducir en una carga suspendida debido a los movimientos de la plataforma se pueden reducir sustancialmente porque el extremo de la pluma se puede posicionar tan cerca como se requiera del punto de enganche de la carga, reduciendo al mínimo la longitud del cable de izado.
- Se necesita menos espacio para la estiba de la grúa plegada.
- Se pueden conectar manipuladores especiales al extremo de la pluma para el manejo de cargas, como tuberías de perforación o risers. Estos manipuladores se pueden operar hidráulica o eléctricamente desde los puntos de conexión disponibles en la propia grúa para accionar mordazas, giros, etc.

- Reduce la altura del cdg de la plataforma al carecer de elementos auxiliares para la suspensión de la pluma.

En contra, las desventajas que presentan son:

- Debido a que los nudos se pueden abrir generalmente hasta unos 110º, pueden existir limitaciones cuando se intenta izar elementos de gran altura o cargas localizadas a elevados niveles y radio corto.
- Elevado coste inicial.

Utilizando la base de datos del proyecto, 74 SSDRs construidas desde inicios del presente siglo XXI hasta la fecha actual, se ha revisado el uso de los diferentes tipos de grúa offshore enumerados anteriormente.



Fig. 8. Pluma de nudos articulados. Huisman KBC 6200-150

2.1.3.4. Tipologías de grúa.

Se ha identificado la tipología de grúas en base a su montaje y el tipo de pluma instalado. A continuación se definen los acrónimos utilizados.

- **PMOC-L** Grúa sobre pedestal con pluma de celosía. *Pedestal Mounted Offshore Crane - Lattice boom*
- **PMOC-KB** Grúa sobre pedestal con pluma de celosía. *Pedestal Mounted Offshore Crane - Knuckle Boom*
- **MOC-L** Grúa de mástil con pluma de celosía. *Mast Offshore Crane - Lattice boom*

Las SSDRs montan dos grúas de cubierta, una a cada banda, aunque algunas incluyen una tercera en el extremo de popa. La tendencia habitual era la de instalar ambas grúas iguales, misma tipología y capacidad, para una mayor flexibilidad en la operación y mantenimiento. El incremento en la capacidad de izado al aumentar la profundidad de operación (con mayor peso de los equipos subsea) ha llevado a los diseñadores a definir grúas asimétricas, con diferentes tipologías y capacidades a cada banda, para aquilatar los costes de inversión inicial (CAPEX) y mantener o incluso incrementar la operatividad de las unidades.

Las capacidades de izado están limitadas a 165 t en las SSDRs botadas hasta la actualidad. No se ha encontrado ninguna relación entre esta limitación con ningún parámetro dimensional de la plataforma. La carga máxima de la grúa se define por razones operativas, los pesos máximos de los equipos a suspender y el radio de manipulación. Los equipos subsea suelen ser los más pesados con los que se operan a bordo. Las “Well Templates” que se instalan en el fondo marino antes de la perforación para el desarrollo posterior del pozo, directamente desde un PSV, pueden llegar a pesar más de 125 t. Estas se suelen instalar por buques de construcción offshore con grúas heavy lift, pero la tendencia es a monopolizar todas las operaciones por la SSDR, reduciendo costes. El aumento en el peso de BOPs y LMRs hace necesario la instalación de equipos de elevación con mayor capacidad.

Se ha observado como las grúas de cubierta instaladas en SSDRs están en el rango de capacidades SWL = 40 t a SWL = 165 t. Atendiendo a su tipología, las grúas instaladas sobre pedestal con pluma de celosía se distribuyen el rango SWL = 40 t y SWL = 150 t. Las montadas sobre pedestal con pluma articulada entre SWL = 85 t y SWL = 165 t representan la tipología con mayor capacidad de izado instaladas en SSDRs, y esto se debe además de ser tecnológicamente más avanzadas, porque tienen un cdg más bajo que el resto, lo que mejora la estabilidad y dinámica de la plataforma. Las grúas de mástil con pluma de celosía se instalan en el rango SWL = 100 t a SWL = 150 t. Las grúas auxiliares que se instalan están en el rango de SWL = 10 t a SWL = 35 t.

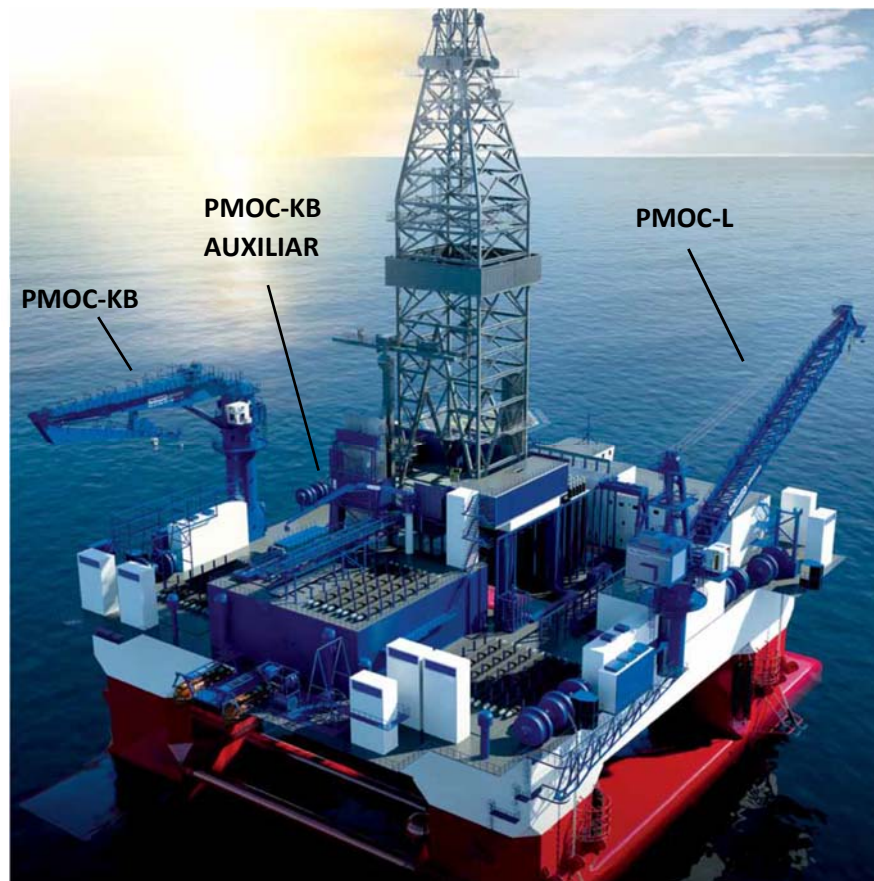


Fig. 9. Tipos de grúa en una SSDR

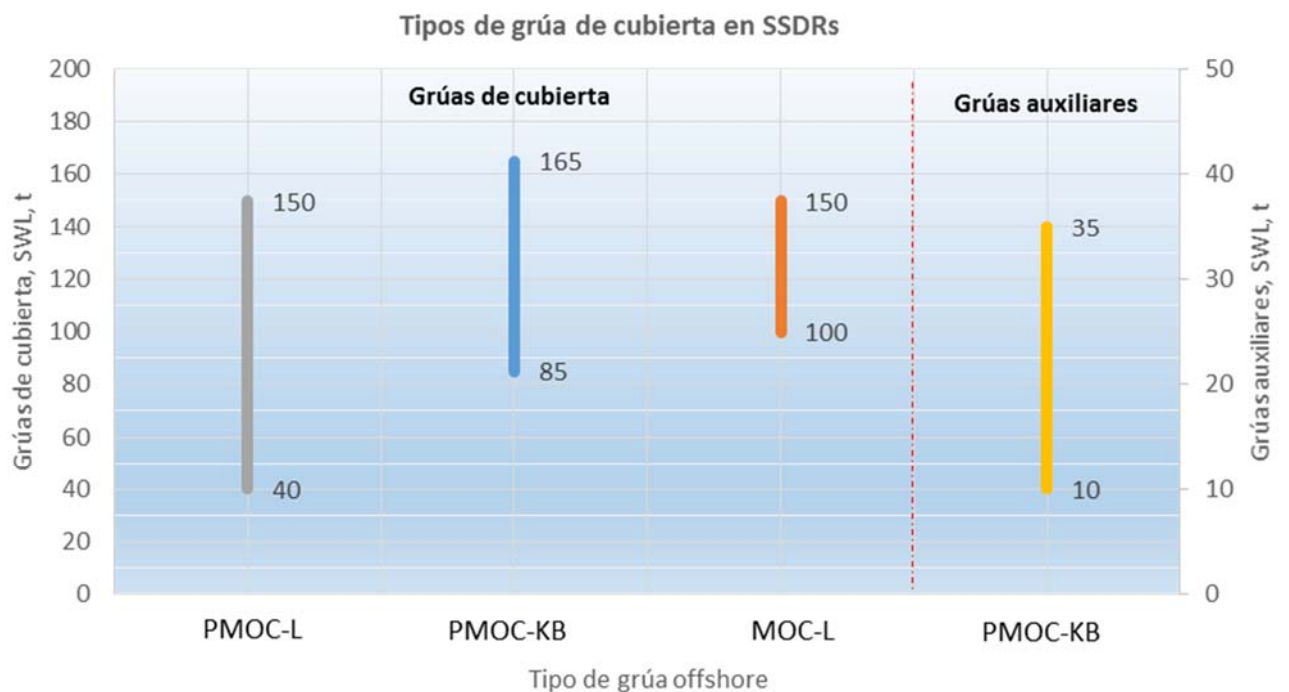


Fig. 10. Tipología de grúas offshore instaladas en SSDRs. Rango de capacidades de elevación segura, SWL.

Las grúas sobre pedestal con pluma de celosía son las más populares y las que se instalan preferentemente, como se muestra en el gráfico de la Fig. 11, calculado sobre la base de datos del proyecto.

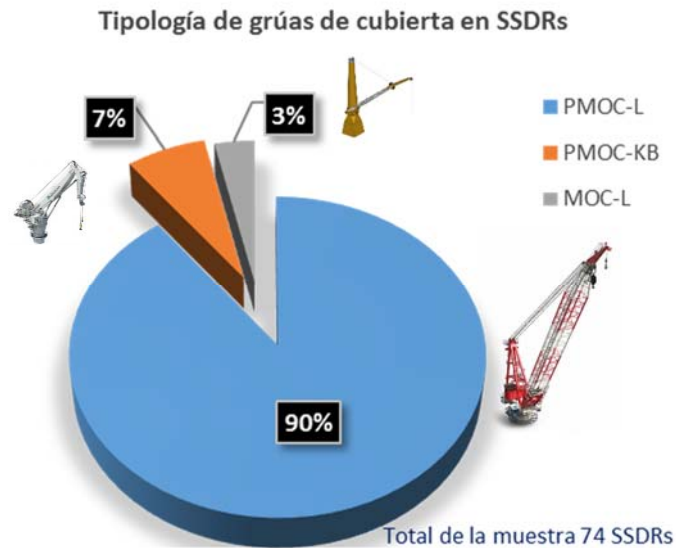


Fig. 11. Distribución porcentual de Tipos de grúas offshore instaladas en SSDRs.

El porcentaje de uso en los diferentes rangos comerciales de capacidades de izado (SWL), para grúas PMOC-L se ha representado en el gráfico de la Fig. 12. Las grúas entre 60 t y 120 t de capacidad de izado son las mayoritariamente instaladas.

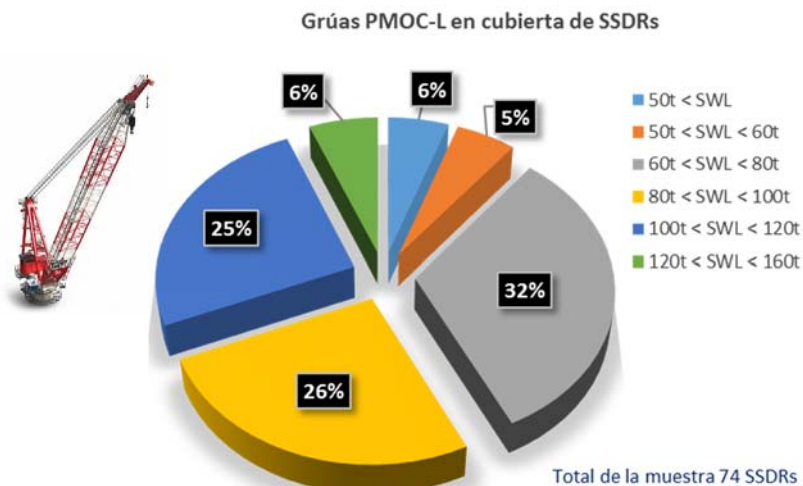


Fig. 12. Distribución porcentual de rangos de capacidad de PMOC-L instaladas en cubierta de SSDRs.

Para grúas PMOC-KB y MOC-L:

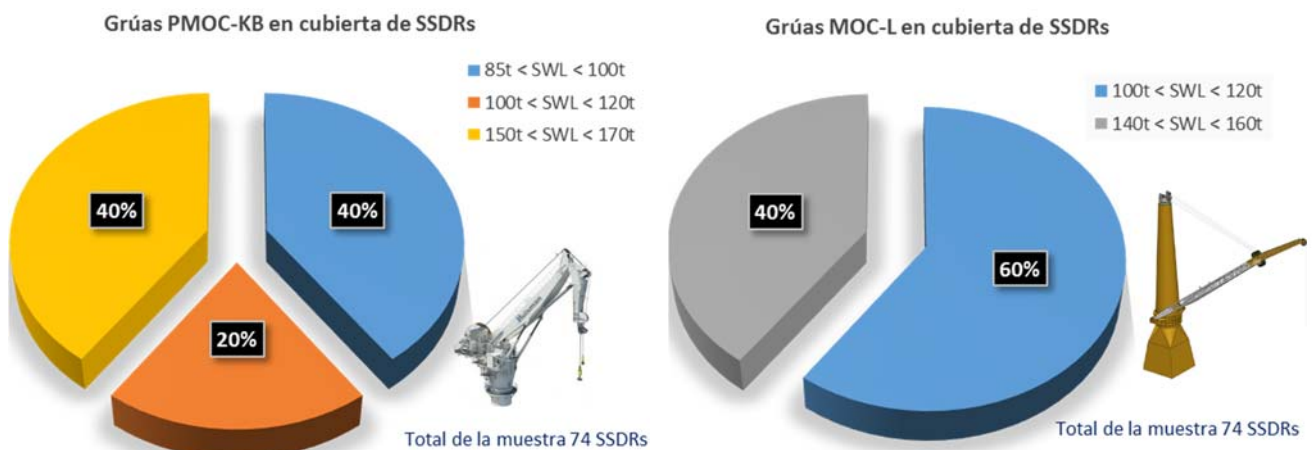


Fig. 13. Distribución porcentual de rangos de capacidad de PMOC-KB & MOC-L instaladas en cubierta de SSDRs.

El estudio de la evolución histórica muestra como la instalación de las grúas con plumas articuladas y soportadas por mástiles, se están montando desde finales de la primera década del siglo XXI, mientras se mantiene el uso de grúas de celosía. *Fig. 14*

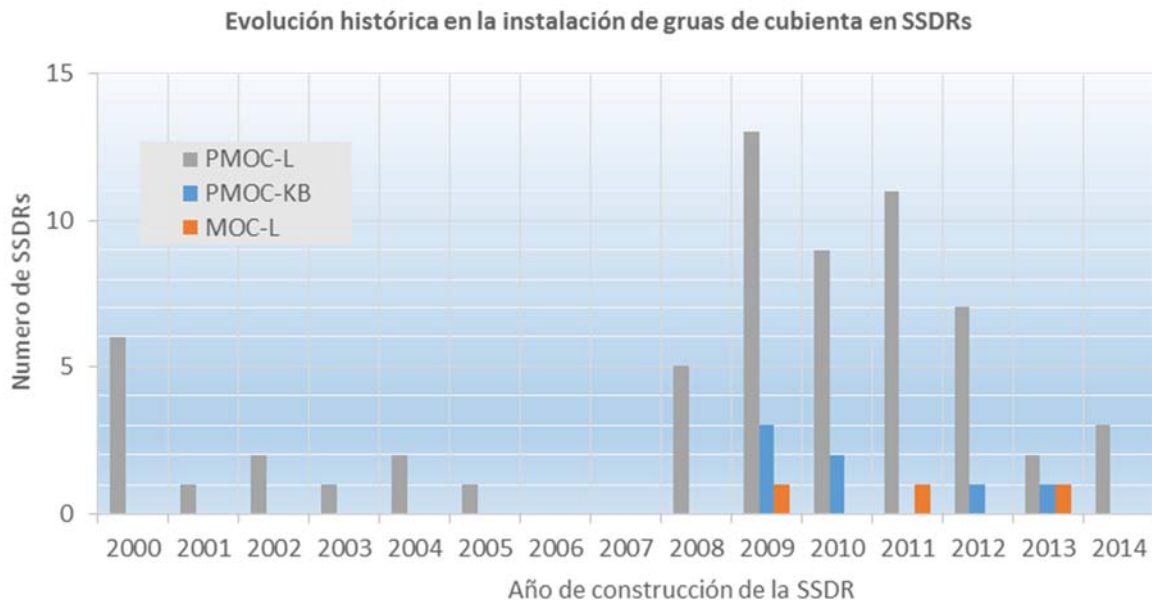


Fig. 14. Evolución histórica de los tipos de grúas de cubierta instaladas en SSDRs.

2.2. CONTROL DE GRÚAS OFFSHORE

La operación segura y eficaz de una grúa offshore requiere de un sistema de control y monitorización capaz de dar solución a los condicionantes de los diferentes escenarios en los que se opera. El control del giro de la grúa así como los movimientos del brazo y gancho que interaccione de forma amigable con el operador, que grabe los parámetros críticos para una posterior evaluación y permita concluir acciones de mantenimiento en el tiempo preciso, son algunos de los retos que hacen de los sistemas de control imprescindibles.

Los sistemas de control que se instalan en una grúa offshore se pueden enumerar como sigue:

- Compensación activa de arfada, **AHC** ("Active Heave Compensation"). Este sistema permite la operación de la grúa, compensando los movimientos del buque que interfieren en la carga suspendida. Para que el sistema pueda gobernar los elementos mecánicos de la grúa que intervienen en el sistema, se instala en el pedestal de la grúa la unidad de referencia de movimiento, **MRU** ("Motion Reference Unit"), compuesta por acelerómetros y una interface con los sistemas de posicionamiento de la plataforma. El controlador evalúa los datos recibidos de la MRU y actúa sobre los equipos mecánicos del sistema de compensación. Este sistema se puede activar o desactivar a voluntad y en función de la maniobra a realizar. Los controladores se basan en modelos matemáticos de la grúa, que se actualizan continuamente con los datos de la carga y las condiciones del mar. El sistema calcula el porcentaje de la capacidad de la grúa que se requiere para compensar los movimientos actuales de la plataforma e incluso predecir la capacidad de la grúa antes de iniciar el izado. En capítulo aparte se han descrito los sistemas de compensación activa de arfada y en anexo a este capítulo se ha incluido referencias a este sistema en el estudio dinámico de las maniobras de izado.
- Control activo de tensión, **ACT** ("Active Control Tension"). Este sistema permite mantener la tensión en el cable de izado constante, para un posicionamiento seguro de equipos subsea en el fondo marino y la transición segura de la carga en la zona de splash (batida por las olas en la superficie marina) durante la puesta en inmersión.

- Control de tensión constante, **CT** ("Constant Tension Control"). Este sistema controla la tensión de tiro del cabrestante de izado para la manipulación e izado seguro de cargas desde los PSV y el izado de equipos subsea desde el fondo marino.
- Protección automática contra sobrecargas, **AOPS** ("Automatic Overload Protection System"). Con este sistema se controla el tiro máximo del cabrestante de izado para evitar daños en la grúa en situaciones de sobrecarga severas.
- Protección manual contra sobrecargas, **MOPS** ("Manual Overload Protection System"). Con este sistema se controla el tiro máximo del cabrestante de izado de forma manual, siempre por debajo de las capacidades máximas.
- Sistemas de izado de personal, "**Personnel Lift**". El uso de grúas para el transporte de personal requieren de mayores factores de seguridad conforme a EN 13852, sistemas de frenado redundantes, recuperación en caso de buque a la deriva, bloqueo de sistemas AHC/CT y funciones de liberación de emergencia.
- Control de sectores de operación, **SC** ("Sector Control"). En función del radio de pluma desplegado, ciertos sectores han de ser limitados a la operación para evitar interferencias con estructuras existentes o por seguridad. Este sistema limita la operación de la grúa en aquellas áreas donde se pueden producir averías por colisión.
- Posicionamiento automático de gancho, **AHP** ("Automatic Hook Positioning"). El efecto pendular del o de los ganchos que no están en uso y su impacto incontrolado en el cable del gancho en uso o la avería de los limitadores mecánicos de tope de carrera, son efectos que pueden aparecer durante el movimiento de la pluma de grúa o del jib, debido a la variación de la distancia entre el gancho y el extremo de jib o pluma cuando estos se mueven. Para evitar estos efectos, se implementa el posicionador automático de gancho, manteniendo la distancia entre el extremo de grúa o jib constante actuando sobre el cabrestante de izado.
- Limitador de velocidad, **FSL** ("Function Speed Limiting"). Durante las operaciones que requiere un tiempo elevado de accionamiento del joystick de control del cabrestante en una posición determinada que requiere la velocidad deseada conforme al control proporcional, la operación se puede ver en defecto por relajo del operador. Este sistema permite al operador ajustar la velocidad máxima en cada operación sin necesidad de mantener el joystick en su posición exacta, o una falsa maniobra por un movimiento involuntario o relajo del operador.

El despliegue de sensores y equipos para monitorización de las condiciones operativas es necesario para proveer de interface a los sistemas de control. En la figura a continuación se han resumido los dispositivos instalados en una grúa PMOC-KB.

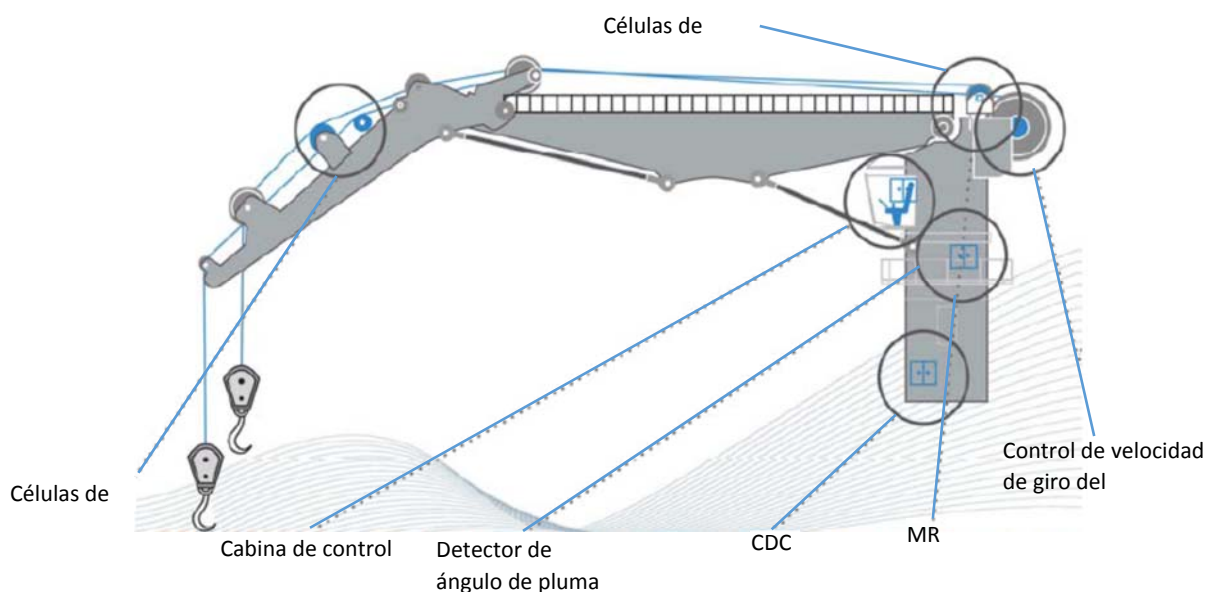


Fig. 15. Elementos de monitorización y control instalados sobre PMOC-KB. iSYM.

ANEXO 1. MANIOBRAS DE ELEVACIÓN.

A.1.1. CARGAS ADMISIBLES DE GRÚAS PARA APLICACIONES OFFSHORE.

La velocidad en el extremo de una grúa instalada sobre una SSDR depende de la altura de ola y se puede estimar con la expresión:

$$v_c = 0.082 \cdot H_s^2 \quad \text{o} \quad v_c = 0.25 \cdot H_s \quad \text{Ref. 1}$$

Como referencia, estas mismas velocidades para otro tipo de plataformas empleadas en el mundo offshore, según la misma Ref. 1, tienen los siguientes valores.

Jack-up	$v_c = 0$	
Drill ship, monocasco	$v_c = 0.164 \cdot H_s^2$	o $v_c = 0.5 \cdot H_s$
TLP	$v_c = 0.05 \cdot H_s$	
SPAR	$v_c = 0.05 \cdot H_s$	

La velocidad relativa de la carga suspendida, v_r , en el eje vertical, se considerada como la diferencia entre la velocidad de la carga (sobre la cubierta de la misma SSDR o de un PSV p. ej.) y la velocidad del gancho de la grúa (generada por el movimiento inducido por las olas o condiciones marinas) en el momento del izado. Es función de la altura de ola significativa y la velocidad de izado de la grúa. Su valor es cero cuando el izado se realiza desde cualquier cubierta situada en la misma SSDR. Matemáticamente se puede definir como:

$$v_r = \frac{1}{2} \cdot v_L + \sqrt{v_d^2 + v_c^2}$$

v_L = velocidad vertical máxima de izado de la grúa a una determinada SWL, determinada por el fabricante de la grúa en su catálogo o manual de operación

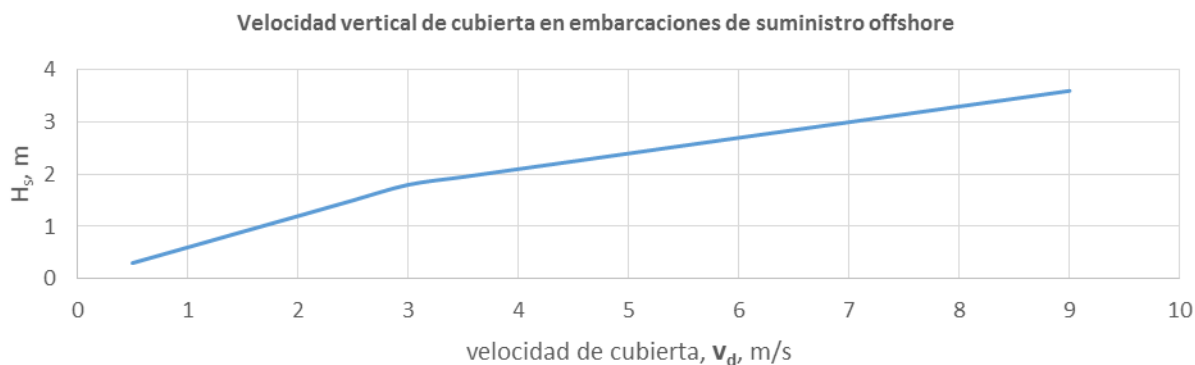
v_d = velocidad vertical de la cubierta donde se sitúa la carga para ser izada

v_c = velocidad vertical del extremo del brazo de la grúa debido al movimiento del mar.

La velocidad de la cubierta de un buque de suministro, pontón u otro, se puede estimar en función de la altura significativa de ola como sigue.

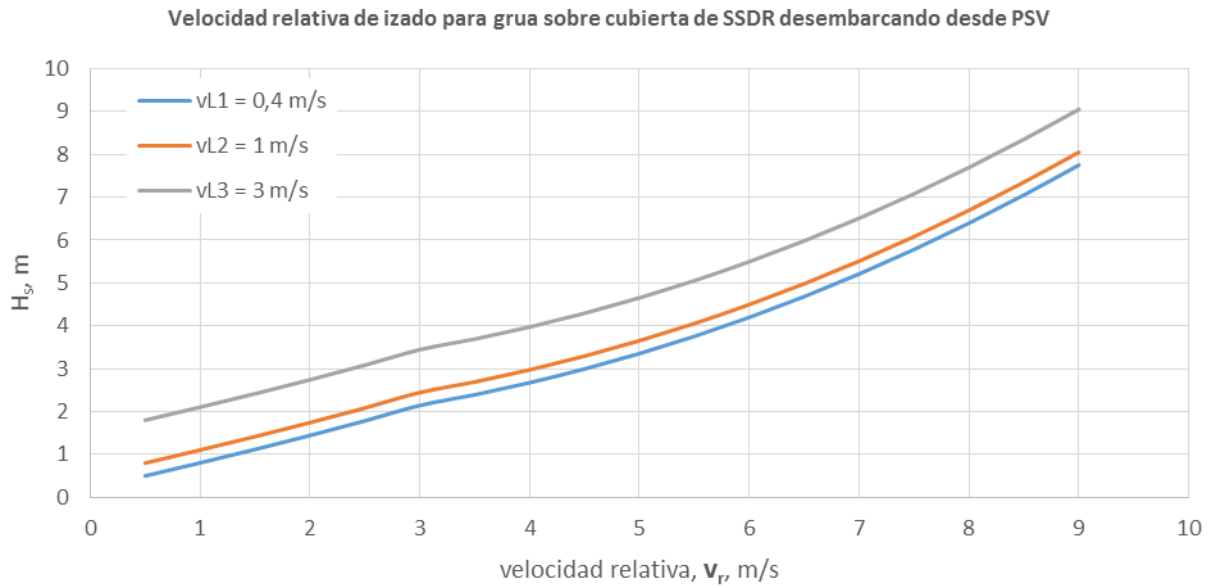
$$v_d = 0.6 \cdot H_s \quad \text{para } H_s \leq 3 \text{ m}$$

$$v_d = 1.8 + 0.3 \cdot (H_s - 3) \quad \text{para } H_s > 3 \text{ m}$$



En la siguiente gráfica se ha simulado las velocidades relativas de izado para diferentes v_L , computando la anterior expresión de v_r , para el izado desde una SSDR de una carga localizada en la cubierta de un PSV. En esta

gráfica las curvas son paralelas con un desfase igual a la variación de la máxima velocidad de izado admisible en cada situación.



La máxima carga segura de una grúa offshore depende de la altura significativa de ola H_s . Esto es debido a la cantidad de masa añadida por efectos dinámicos que aparece en estados de mar dura. Las cargas seguras típicas para grúas en offshore se reducen el 30% sobre su SWL con $H_s = 2$ m y al 50% con $H_s = 3$ m (*Ref. 1*). La carga de operación segura depende igualmente de la rigidez de la grúa. Grúas con mayor rigidez tienen un mayor coeficiente de reducción. Para reducir la rigidez se instalan amortiguadores de impactos en el gancho o en la conexión del cable de izado con el brazo.

Para deducir la carga segura de una grúa en cada situación operativa, se puede emplear la siguiente ecuación (*Ref. 1*), deducida al igualar la energía cinética de la carga suspendida y la capacidad de absorción de energía de la grúa:

$$m_{SWL} = \frac{F_m}{g} + \frac{v_r^2 \cdot k - v_r \cdot \sqrt{4 \cdot F_m \cdot g \cdot k + v_r^2 \cdot k^2}}{2 \cdot g^2}$$

F_m = Carga de diseño de la grúa

g = Aceleración de la gravedad

k = Rigidez del sistema de izado de la grúa

v_r = Velocidad relativa de la carga

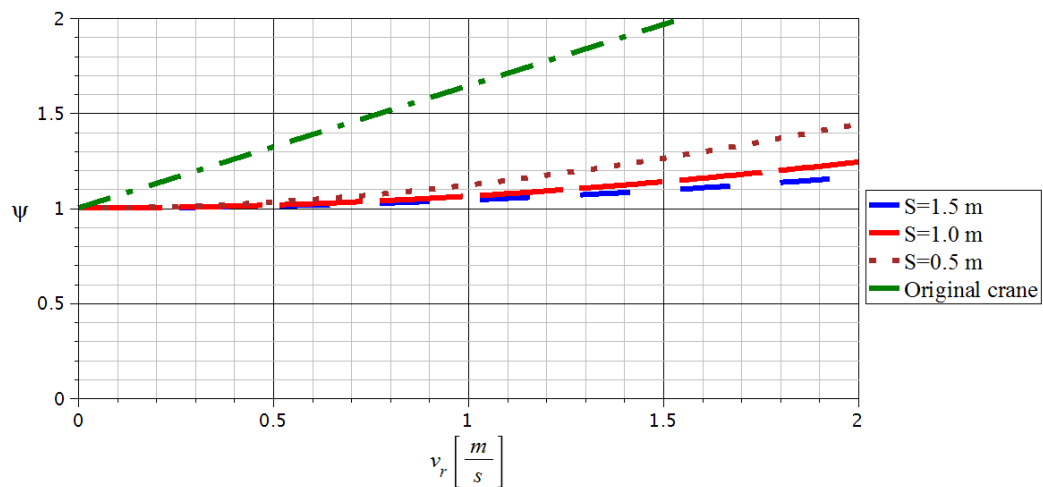
La carga operativa de la grúa, SWL, no puede superar la carga admisible de diseño de la cubierta o la de la plataforma sobre la que se descarga o está instalada. Para el cálculo de la carga de diseño de la grúa, la carga operativa de la grúa se multiplica por un coeficiente de diseño dinámico, ψ . Este coeficiente varía con la velocidad relativa, la rigidez de la grúa y la carga a elevar, conforme a la siguiente ecuación:

$$\psi = 1 + \frac{v_r}{g} \cdot \sqrt{\frac{k}{m_{SWL}}}$$

La carga dinámica se calcula como la carga estática multiplicada por el factor dinámico.

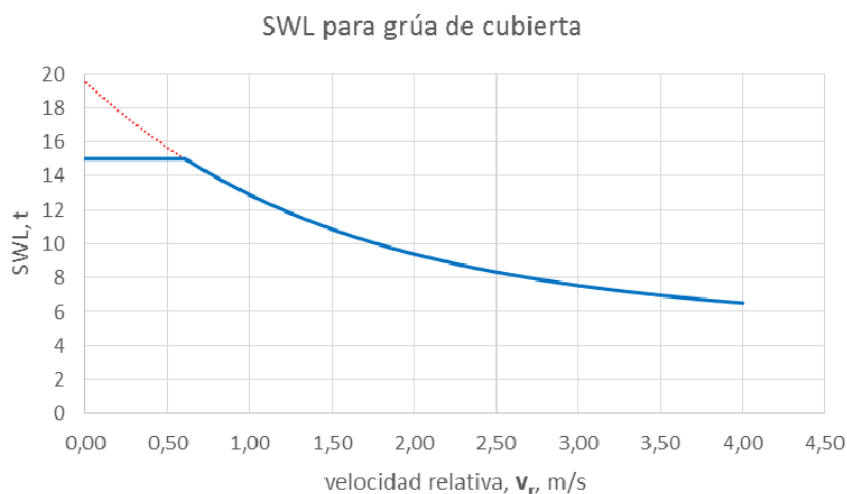
$$F_d = m_{SWL} \cdot g \cdot \psi$$

A efectos de cálculos preliminares se puede adoptar el valor típico de 1.3 requerido por las sociedades de clasificación. En la gráfica a continuación se ha representado el valor del factor dinámico en función de la velocidad relativa, para diferentes carreras del amortiguador, S. Esta dependencia se deduce al hacer el balance energético del sistema considerando las fuerzas dinámicas.



Es típico representar SWL de la grúa offshore en función de la velocidad relativa.

Para una grúa de cubierta instalada en una SSDr con una carga segura de diseño, SWL = 15 t, un coeficiente de diseño dinámico $\psi = 1.3$, una rigidez $k = 500$ kN/m, la curva de utilización en función de la velocidad relativa se representa en la gráfica a continuación. El primer tramo horizontal representa el límite de utilización por carga de cubierta, que se considera igual al SWL de la grúa.



v_r , m/s	m_{SWL} t
0,00	19,500
0,25	17,449
0,50	15,688
0,61	15,000
0,75	14,181
1,00	12,896
1,25	11,801
1,50	10,870
1,75	10,079
2,00	9,404
2,25	8,829
2,50	8,337
2,75	7,916
3,00	7,553
3,25	7,239
3,50	6,968
3,75	6,731
4,00	6,525

La instalación de amortiguadores de impactos en las grúas para trabajos offshore incrementa la capacidad de absorción de energía significativamente además de aumentar la capacidad de izado, SWL. Como anteriormente se indicó, estos amortiguadores se instalan directamente en el gancho o en el extremo del cable de izado fijo al brazo. La energía absorbida está gobernada por la siguiente expresión:

$$E_{SA} = \mu \cdot \eta \cdot S \cdot (F_m - m_{SWL} \cdot g)$$

μ = Carrera límite de utilización, máxima deformación admisible. Es básicamente un factor de seguridad que limita la deformación máxima. Tiene un valor recomendado de 0.9

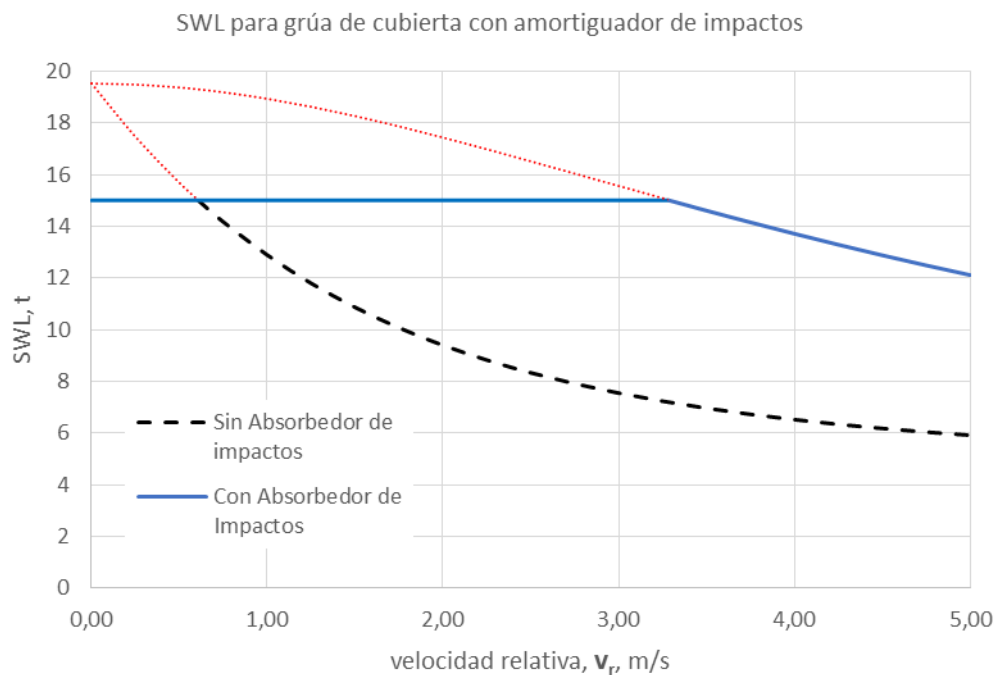
η = Eficiencia de absorción de impactos, que depende de las propiedades del equipo de absorción de impactos como su rigidez y coeficiente de amortiguación hidráulico. La eficiencia es deseable que tenga un valor lo más próximo a 1. Valores bajos denotan un diseño deficiente, mala elección de materiales o un ajuste incorrecto del dispositivo.

S = Deformación axial bajo carga.

Para encontrar la SWL de una grúa en la que se instalan amortiguadores de impactos se realiza un nuevo balance energético en el que la energía cinética de la carga es igual a la energía absorbida por la grúa más el amortiguador de impactos.

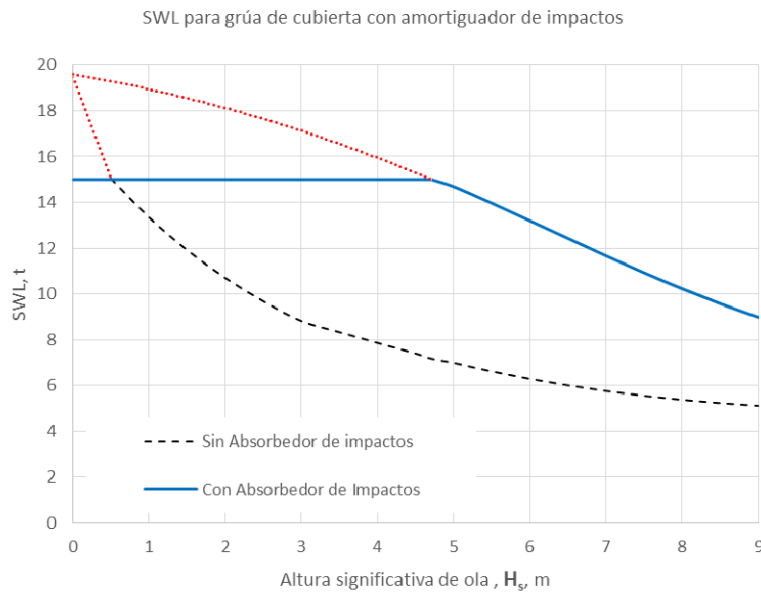
$$m_{SWL} = \frac{F_m + \eta \cdot \mu \cdot S \cdot k}{g} + \frac{v_r^2 \cdot k}{2 \cdot g^2} - \sqrt{\frac{v_r^2 \cdot k \cdot \left(\frac{v_r^2 \cdot k}{4} + \eta \cdot \mu \cdot S \cdot k \cdot g + F_m \cdot g \right) + (\eta \cdot \mu \cdot S \cdot k \cdot g)^2}{g^2}}$$

Se ha representado en la gráfica a continuación, sobre la anterior sin amortiguador de impactos, la SWL de la misma grúa con un amortiguador de impactos de $S = 1.5$ m y $\eta = 0.92$ instalado en el gancho de la grúa. En esta gráfica se observa el incremento de capacidad de carga con la instalación de amortiguadores de impacto.



v_r , m/s	m_{SWL}^{SA} , t
0,00	19,500
0,25	19,462
0,50	19,348
0,61	19,275
0,75	19,162
1,00	18,911
1,25	18,602
1,50	18,243
1,75	17,845
2,00	17,414
2,25	16,962
2,50	16,495
2,75	16,020
3,00	15,544
3,25	15,072
3,29	15,000
3,50	14,608
3,75	14,154
4,00	13,714
4,25	13,290
4,50	12,881
4,75	12,490
5,00	12,117

La gráfica anterior se puede representar en función de la altura significativa de ola considerando un desembarque desde un PSV al costado de la SSDR con una velocidad de izado de gancho de 0.6 m/s. Con esto podremos expresar la velocidad relativa en función de H_s utilizando las expresiones anteriores y programar el controlador de la grúa para operación segura en cualquier condición de mar. Esto se podrá conseguir conectando los instrumentos de navegación de la SSDR con el programador de la grúa.



H_s m	v_r m/s	m_{SWL} t	m_{SWL}^{SA} t
0	0,00	19,500	19,500
0,5	0,60	15,052	19,281
1	0,91	13,357	19,013
1,5	1,22	11,929	18,644
2	1,54	10,722	18,176
2,5	1,89	9,701	17,615
3	2,25	8,839	16,970
3,5	2,49	8,349	16,507
4	2,78	7,875	15,971
4,5	3,10	7,426	15,362
4,7	3,29	7,195	15,000
5	3,46	7,012	14,688
5,5	3,86	6,639	13,963
6	4,30	6,310	13,206
6,5	4,79	6,026	12,435
7	5,31	5,782	11,672
7,5	5,89	5,577	10,934
8	6,50	5,405	10,236
8,5	7,16	5,262	9,587
9	7,85	5,143	8,994

La carga dinámica generada en las operaciones offshore se pueden reducir en las siguientes tres vías:

1. Reducir la velocidad relativa, lo que en la práctica requiere esperar a alturas de olas reducidas que disminuyan los movimientos verticales de los flotadores.
2. Reducir SWL, carga admisible a elevar.
3. Reducir la rigidez del sistema de elevación.

Las dos primeras opciones están disponibles al operador, pero reduce la productividad. La opción 3 está al alcance con el uso de un amortiguador de impactos, que puede ser una simple eslinga de nylon o un amortiguador de gas o gas-muelle instalado en el gancho de la grúa.



Amortiguador de impactos instalado sobre gancho

A.1.2. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN PASIVA DE ARFADA INSTALADOS EN GANCHO.

El propósito de la compensación pasiva de arfada es la de aislar la carga suspendida de los movimientos de la plataforma inducidos por las olas. Esto es especialmente importante cuando la carga se ha de situar sobre el fondo marino, donde idealmente la carga ha de tener una velocidad de aproximación y posicionamiento cercana

a la velocidad del gancho de grúa. Una vez posicionada la carga en el fondo marino, esta no ha de elevarse debido a la arfada del flotador en superficie, para evitar daños en la carga o la grúa.

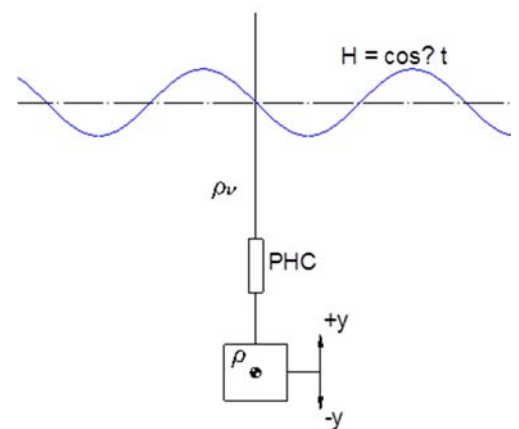
Los compensadores de arfada pasivos instalados en el gancho de grúa (**PHC**, "Passive Heave Compensator") han de tener un periodo de resonancia mayor de $\sqrt{2}$ veces el periodo de la ola (como se demuestra en la Graf. 1). Esto requiere una baja rigidez del muelle y una elevada longitud de deformación en el sistema equivalente muelle/amortiguador además de una compensación de la presión de agua en inmersión.

La eficiencia de un PHC depende de los siguientes factores:

- rigidez del PHC (influencia del coeficiente adiabático del gas amortiguador)
- periodo de ola
- fricción del cable con las poleas, fricción interna del PHC y de la carga+cable en el mar
- densidad de la carga
- masa añadida, C_A
- resistencia de formas del conjunto carga+cable en el mar
- presión de pre-tensión
- altura de ola significativa

La mayor eficiencia se obtiene cuando

- baja rigidez del PHC, disminuye el coeficiente adiabático.
- corto periodo de ola
- baja fricción
- baja densidad de masa de la carga
- elevada masa añadida
- elevada resistencia de formas
- olas altas



La ecuación del movimiento usando la segunda ley de Newton será:

$$m_{eff} \cdot \ddot{y} = -k \cdot \left[y + \frac{H}{2} \cdot \cos(\omega \cdot t) \right]$$

m_{eff} = masa efectiva, $m_{eff} = \rho \cdot V + C_A \cdot \rho_v \cdot V$

\ddot{y} = aceleración de la masa efectiva

k = rigidez del sistema, considerando un cilindro con gas, $k = \frac{\rho_0 \cdot A}{S} \cdot (\zeta - 1)$

y = posición de la carga

H = altura de ola

ω = frecuencia de la ola

ρ = densidad de masa de la carga suspendida

V = volumen de la carga suspendida

C_A = coeficiente de masa añadida para la carga suspendida

ρ_v = densidad del agua de mar

ρ_0 = presión de pre-tensión

A = área del embolo sobre la que se aplica la presión de gas del cilindro

S = carrera total del embolo

ζ = coeficiente adiabático del gas.

La presión de precarga debe igualar a la masa efectiva de la carga sumergida.

$$p_0 \cdot A = V \cdot g \cdot (\rho - \rho_v)$$

Se puede reescribir la ecuación del movimiento, sustituyendo las expresiones anteriores:

$$(\rho + C_A \cdot \rho_v) \cdot \ddot{y} = -\frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S} \cdot (\zeta - 1) \left[y + \frac{H}{2} \cdot \cos(\omega \cdot t) \right]$$

La carga, transcurrido cierto tiempo, se moverá con la misma frecuencia que la de la acción de las olas, con lo que:

$$y = \dot{A} \cdot \cos \omega t$$

\dot{A} = amplitud de la carga

Derivando respecto del tiempo:

$$\dot{y} = -\dot{A} \cdot \omega \cdot \sin \omega t$$

$$\ddot{y} = -\dot{A} \cdot \omega^2 \cdot \cos \omega t$$

Sustituyendo y agrupando en la ecuación del movimiento:

$$-\dot{A} \omega^2 \cdot \frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)} \cdot (\zeta - 1) \cdot \dot{A} = -\frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)} \cdot (\zeta - 1) \cdot \frac{H}{2}$$

La relación entre la amplitud de la carga y la altura de ola se puede calcular despejando en la anterior:

$$\frac{\dot{A}}{\frac{H}{2}} = -\frac{\frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)} \cdot (\zeta - 1)}{-\omega^2 + \frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)} \cdot (\zeta - 1)}$$

Definiendo la frecuencia de resonancia angular como:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{g \cdot (\rho - \rho_v)}{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)} \cdot (\zeta - 1)}$$

La relación de la amplitud de carga con la altura de la ola se puede expresar como:

$$\frac{\dot{A}}{\frac{H}{2}} = \frac{\omega_0^2}{\omega^2 - \omega_0^2} = \frac{1}{\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 - 1}$$

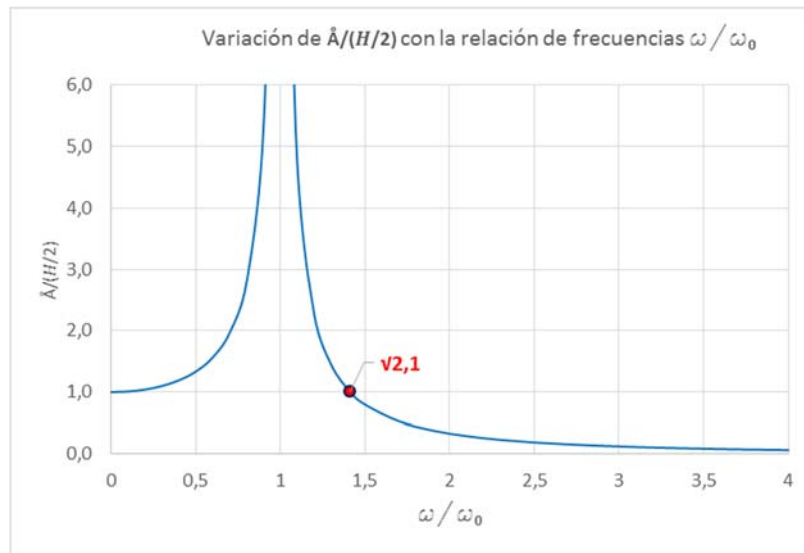
Se ha representado esta relación en valores absolutos, en la Graf. 1 a continuación.

La acción requerida al PHC será la de reducir al mínimo la oscilación de la carga en la condición de mar correspondiente, con lo que la relación $\dot{A}/(H/2)$, ha de ser inferior a 1, y aproximarse lo más posible a 0. Esto ocurrirá para todos los valores de $\omega/\omega_0 > \sqrt{2}$.

La frecuencia angular de la ola está relacionada con el periodo de la ola T_p ,

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi}{T_p}$$

Se puede definir el periodo de resonancia del PHC, T , sustituyendo las relaciones anteriores.



Graf. 1. Variación de $\frac{\dot{A}}{H/2}$ con $\frac{\omega}{\omega_0}$

$$T = \frac{2 \cdot \pi}{\omega_0} = 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{S \cdot (\rho + C_A \cdot \rho_v)}{g \cdot (\rho - \rho_v) \cdot (\zeta - 1)}}$$

Cuando T es mayor que $v2 \cdot T_p$ aparece una reducción en la velocidad de la carga. Si el periodo de resonancia del PHC es menor que $v2 \cdot T_p$ se incrementará la velocidad de la carga.

Se puede definir la eficiencia del PHC como la diferencia entre 1, que es el valor que iguala la oscilación de la carga suspendida a las acciones de las olas según la relación $\dot{A}/(H/2)$, y el valor absoluto de $\dot{A}/(H/2)$ en la situación.

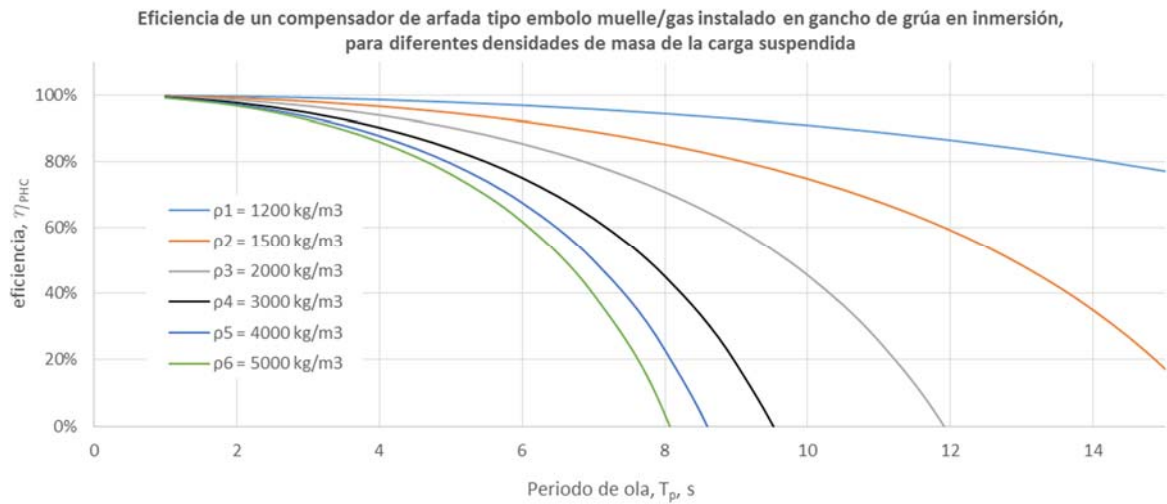
Sustituyendo en las expresiones anteriores

$$\eta_{PHC} = 1 - \left| \frac{1}{\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2 - 1} \right| = 1 - \left| \frac{1}{\left(\frac{T}{T_p}\right)^2 - 1} \right|$$

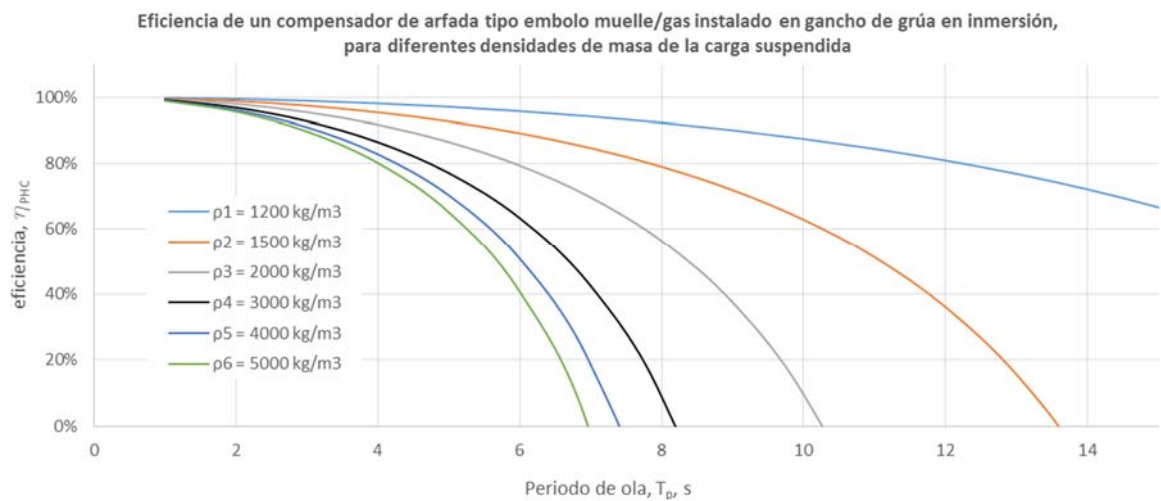
La eficiencia será máxima cuando el valor de T sea máximo, para una condición de mar caracterizada por T_p . El valor de del periodo de resonancia del PHC depende de parámetros de diseño propios del amortiguador como la carrera disponible, S y el coeficiente adiabático del gas, ζ . Para un determinado PHC, y sin considerar las formas de la carga, la densidad de esta tiene una gran influencia en la eficiencia del sistema, como se refleja en la Graf. 2, calculada para una $S = 6$ m y considerando CO_2 como gas amortiguador con $\zeta = 1.3$ a 20°C . Se ha considerado un coeficiente de masa añadida, $C_A = 1.4$. En la gráfica se observa la dependencia de la densidad de masa de la carga, al aumentar esta, disminuye la eficiencia. La densidad de la masa suspendida ha de ser mayor que la densidad del agua de mar para que la formulación sea coherente, y la masa pueda descender por acción gravitatoria.

Los parámetros de diseño del amortiguador influyen igualmente en su eficiencia. Gases con coeficientes adiabáticos menores proveen mayor eficiencia. En la Graf. 3 se han representado los mismos valores anteriores, pero para N_2 como gas amortiguador con $\zeta = 1.404$ a 15°C . Esta eficiencia variará con la temperatura de operación, ya que el coeficiente adiabático varía sustancialmente con la temperatura para los gases de uso común.

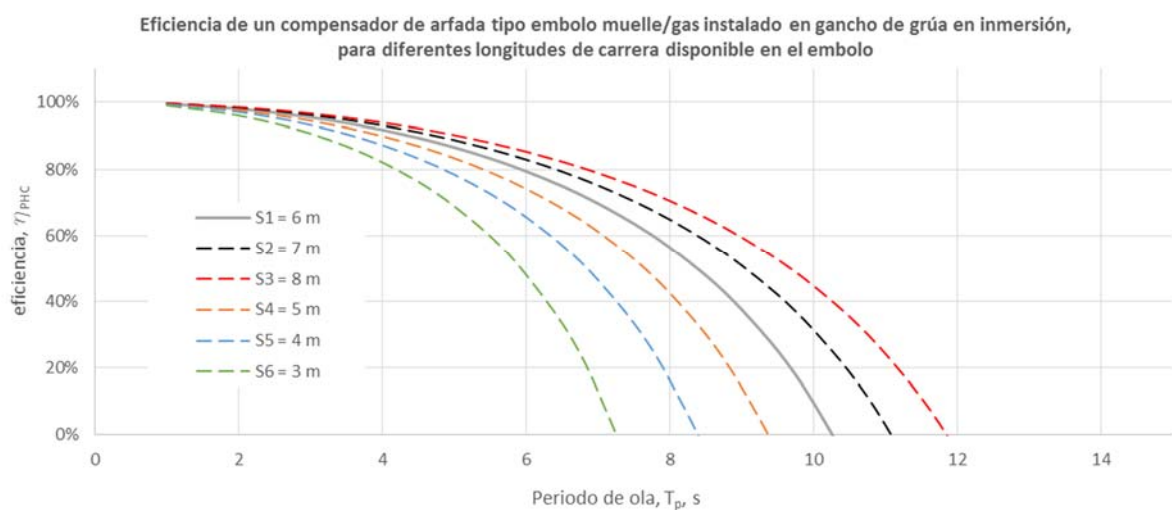
La carrera del embolo es igualmente determinante en la eficiencia del amortiguador. En la Graf. 4 se ha representado la variación de la eficiencia para una carga con densidad $\rho_3 = 2000$ kg, con CO_2 como gas amortiguador, para diferentes longitudes disponibles de la carrera del embolo.



Graf. 2. Variación de la eficiencia del compensador de arfada, η_{PHC} respecto del periodo de ola, con CO_2 como gas amortiguador, para diferentes densidades de masa de la carga suspendida en inmersión.



Graf. 3. Variación de la eficiencia del compensador de arfada, η_{PHC} respecto del periodo de ola, con N_2 como gas amortiguador, para diferentes densidades de masa de la carga suspendida en inmersión.



Graf. 4. Variación de la eficiencia del compensador de arfada, η_{PHC} respecto del periodo de ola, con CO_2 como gas amortiguador, para diferentes longitudes de carrera de embolo disponibles.

La gráfica presenta como a mayor longitud de carrera de embolo, mayor es la eficiencia del amortiguador.

Para evitar los picos de carga que aparecen en el caso de que se sobrepase la carrera disponible en un compensador dinámico de arfada, se ha de verificar para cada operación la carrera disponible del dispositivo y evitar durante la operación exceder de este valor.

En 4.7.7. de DNV RP-H103 de 2011, se propone la siguiente inecuación para estimar la longitud de la carrera mínima a prever en el émbolo del compensador requerida para evitar sobrecargas dinámicas:

$$\delta x > \sqrt{\frac{(M + A_{33}) \cdot v_{stroke}^2}{k_{soft}}} \quad m$$

donde:

M = masa de la carga en el aire, kg

A_{33} = masa añadida en arfada, kg

v_{stroke} = velocidad del embolo del compensador pasivo, que se asumirá igual a la velocidad relativa, v_r . En caso de la aparición de estrincones o tensiones instantáneas, se utilizará v_{snap} , definida en apartado a continuación. En m/s.

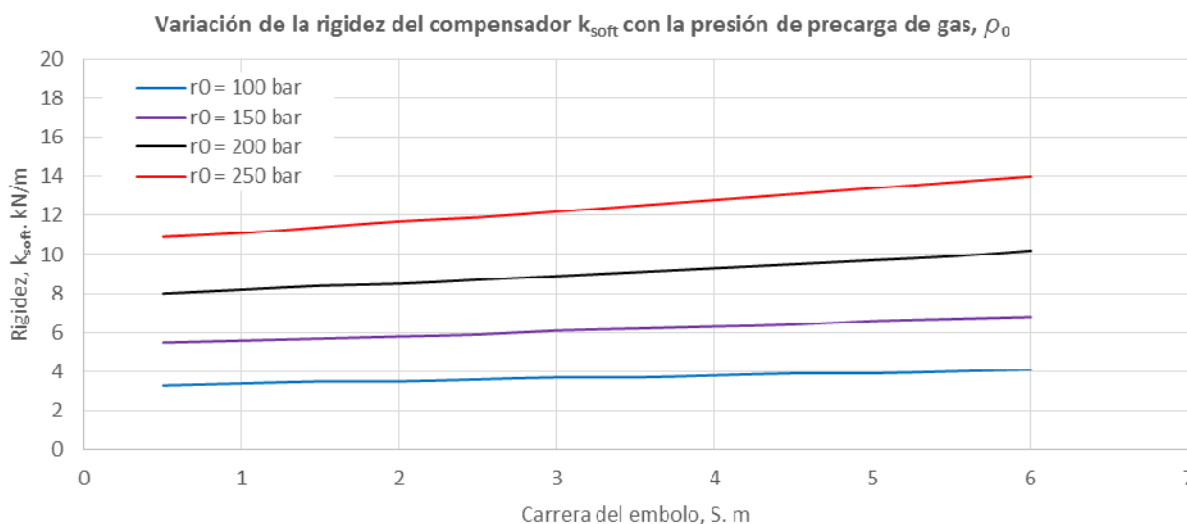
k_{soft} = rigidez del sistema de compensación pasivo en N/m. Dato del fabricante.

Continuando con los ejemplos anteriores, para un compensador de Safelink DCPHC 50-6000, del que se suspende una masa de 25 t de forma cúbica y 3 m de lado. La carga tiene un $C_A = 0.68$. Su rigidez en la hoja de datos es de 5.6 kN/m para una presión de precarga del gas de 150 bar y una carrera de 1 m de los 6 m disponibles, cuando la carga se suspende en el aire sobre la cubierta de la SSDR. En esta condición la carrera disponible del dispositivo es de $6 - 1 = 5$ m. Si consideramos una velocidad relativa de 0.4 m/s, podríamos calcular la carrera mínima requerida s/DNV

$$\delta x > \sqrt{\frac{(25000 + 1026 \cdot 0.68 \cdot 3^3) \cdot 9.81 \cdot 0.4^2}{5600}} > 3.50 \text{ m}$$

Como la carrera disponible en el dispositivo es de 5 m, su utilización sería segura en prevención de sobrecargas dinámicas.

Al aumentar v_{stroke} , la masa de la carga o su coeficiente de masa añadida, se incrementa la carrera requerida en el émbolo. Al aumentar la carrera se incrementa la rigidez del amortiguador, como se demuestra en la siguiente gráfica para el compensador de referencia (realizada con datos del fabricante) en función de la presión de precarga del gas.



A.1.3. MANIOBRA DE CARGAS EN LA INTERFASE AIRE/SUPERFICIE DEL MAR (SPLASH ZONE HANDLING)

Durante la maniobra de posicionamiento de un equipo, se da una situación crítica cuando la carga suspendida de una grúa instalada en un flotador toma contacto con la superficie marina. Dependiendo de las condiciones de mar, los compensadores de activos de arfada no funcionan apropiadamente debido a la elevada velocidad de variación en las cargas dinámicas. En la interfase entre aire y superficie marina, la carga se puede ver sometida a acciones de las olas durante su inmersión o puesta en el aire. Estos fenómenos pueden causar que el cable de izado afloje para a continuación entrar rápidamente en carga (incrementado por el propio movimiento del flotador), provocando tremendas cargas dinámicas, con el consiguiente daño de la carga misma, de la grúa o ambos. En este punto, los movimientos de plataforma y masa se acoplan y desacoplan continuamente.

El efecto negativo de estas cargas se puede atenuar con el empleo de amortiguadores de impactos sobre el gancho de grúa. Para este uso, el pistón ha de estar preferentemente a mitad de carrera para absorber los movimientos oscilatorios de la superficie marina. Se puede dar la situación en la que la carga, durante la puesta en inmersión, siga el movimiento de la superficie de la ola, en este caso descendiendo, mientras el flotador se mueve sobre la misma ola en sentido ascendente, arfada, movimiento incrementado por el balance que ese momento se suma al de arfada. Toda esta carga dinámica generada al tensar el cable de izado y la suspensión de la carga, se absorberá en gran medida por el amortiguador durante la extensión del pistón del compensador.



Puesta en inmersión de un anclaje de succión. Ref. 2

En las prácticas recomendadas, RP-H103 del DNV ([Ref. 2](#)), se detallan los procedimientos de cálculo de compensadores pasivos para esta aplicación, con base en los principios detallados en el apartado anterior.

La fuerza hidrodinámica sobre un objeto que se pone en inmersión desde una grúa situada en una plataforma cuando atraviesa la superficie marina es una función del tiempo y depende de las fuerzas de slamming, variación de la flotabilidad, masas hidrodinámica y las fuerzas de resistencia hidrodinámica, según la expresión:

$$F_{hyd} = \sqrt{(F_D + F_{slam})^2 + (F_M + F_\rho)^2}$$

Donde:

F_D = fuerza característica de resistencia hidrodinámica, N

F_{slam} = fuerza característica de slamming, N

F_M = fuerza característica de masa hidrodinámica, N

F_ρ = Variación característica de flotabilidad, N

Durante el descenso de la carga a través de la superficie marina, la estructura puede tener partes totalmente sumergidas y parte en la zona de chapoteo o de splash. Las fuerzas de slamming que actúan en las partes que

atraviesan la superficie, están en fase con las fuerzas de resistencia hidrodinámica que actúan en la parte de la estructura totalmente sumergida. Las fuerzas de masa hidrodinámica y la variación de flotabilidad están desfasadas 180°.

La fuerza característica de resistencia hidrodinámica se calcula con

$$F_{Di} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_D \cdot A_{pi} \cdot v_r^2$$

Donde:

F_{Di} = fuerza característica de resistencia hidrodinámica en N

ρ = densidad del agua de mar en kg/m³

A_{pi} = área de la parte sumergida de la carga proyectada en el plano horizontal, m²

v_r = velocidad vertical relativa característica entre la carga y la superficie del mar, m/s

$$v_r = v_c + \sqrt{v_{ct}^2 + v_w^2}$$

v_c = velocidad de descenso del gancho. Típico = 0.5 m/s

v_{ct} = velocidad vertical del extremo de brazo de grúa donde desciende el cable, m/s

v_w = velocidad vertical característica de la partícula de agua en la ola, con $d = 0$ en la siguiente expresión:

$$v_w = \zeta_a \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi}{T_z} \right) \cdot e^{\frac{-4 \cdot \pi^2 \cdot d}{T_z^2 \cdot g}}$$

o alternativamente para independizar del periodo de encuentro con la ola:

$$v_w = 0.3 \cdot \sqrt{\pi \cdot g \cdot H_s} \cdot e^{\frac{0.35 \cdot d}{H_s}}$$

cuando

$$T_z \geq 10.6 \cdot \sqrt{\frac{H_s}{g}}$$

Donde:

$\zeta_a = 0.9 \cdot H_s$, amplitud característica de la ola, m

H_s = altura de ola significativa del estado de mar de diseño, m.

T_z = periodo ascendente de ola en el cruce por cero,

$$8.9 \cdot \sqrt{\frac{H_s}{g}} \leq T_z \leq 13$$

T_z se relaciona con el periodo de ola pico, T_p , se puede relacionar s/DNV-RP-C205 aplicando el espectro de JONSWAP o Pierson-Moskowitz. Para este último, $T_z = T_p/1.4$.

d = distancia desde el plano horizontal del mar al centro de gravedad de la parte sumergida de la carga.

Cuando las cargas que se sumergen disponen de cámaras cerradas de aire, como las sistemas de anclaje por succión, tubos con tapa en su extremo superior, la velocidad de velocidad vertical característica de la partícula de ola se incrementa con un factor amplificador K:

$$v_s = v_c + \sqrt{v_{ct}^2 + v_w^2 \cdot K^2}$$

$$1.0 \leq K \leq 2.0$$

C_D = coeficiente adimensional de resistencia hidrodinámica en flujo oscilatorio de la parte sumergida de la carga. Este coeficiente se obtiene experimentalmente o por CFDs. Este coeficiente es función de la amplitud de oscilación de la superficie que se puede expresar en términos del número de Keulegan-Carpenter, KC

$$KC = 2 \cdot \pi \cdot \frac{z_m}{D}$$

Para olas regulares

$$KC = \frac{\pi \cdot H}{D}$$

Para olas irregulares

$$KC = \frac{(\sqrt{2} \cdot \sigma_v) \cdot T_z}{D}$$

z_m = amplitud de la oscilación, m

D = longitud característica del objeto, tomada como la menor dimensión transversal a la dirección de la oscilación, m

H = altura de ola regular

σ_v = desviación estándar de la velocidad de las partículas de agua, m/s

Para valores extremadamente bajos de KC, C_D tiende a infinito al tender a cero la velocidad relativa del fluido. Para izados y puestas en inmersión de equipos subsea se tomará siempre $C_D \geq 2.5$ o el doble del coeficiente para aguas tranquilas, $C_D = 2 \cdot C_{DS}$. En el apéndice B de RP-H103 se detallan los coeficientes C_{DS} para diferentes secciones en inmersión.

Durante la inmersión de la carga, las fuerzas de slamming (de impacto) en las partes del objeto en inmersión que cruza la superficie marina se puede calcular según:

$$F_{slam} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_s \cdot A_s \cdot v_s^2$$

Donde:

F_{slam} = fuerza de slamming en N

ρ = densidad del agua de mar en kg/m³

C_s = coeficiente de slamming. Para cilindros circulares no se tomará menor de 3. Para otras secciones no será menor de 5. Para referencias DNV-RP-C205.

A_s = área de slamming, sección proyectada en el plano horizontal de la carga, sometida a slamming, m².

v_s = definida anteriormente, m/s

La fuerza característica de masa en un elemento del objeto en inmersión entendida como la combinación de fuerzas de inercia y la contribución de las fuerzas hidrodinámicas de Froude Kriloff y de difracción (respecto a la

aceleraciones relativas), considerando la aceleración de la grúa y de las partículas de agua estáticamente independientes, se calcula como:

$$F_{Mi} = \sqrt{[(M_i + A_{33i}) \cdot a_{ct}]^2 + [(\rho \cdot V_i + A_{33i}) \cdot a_w]^2}$$

M_i = masa del objeto en el aire, kg

A_{33i} = masa añadida en arfada del objeto, kg. Estimada conforme a DNV-RP-C205 Apéndice D.

a_{ct} = aceleración característica vertical del extremo de la grúa, m/s^2

V_i = volumen de desplazamiento en aguas tranquilas del objeto, m^3

a_w = aceleración característica vertical de las partículas del agua, m/s^2

$$a_w = \zeta_a \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi}{T_z} \right)^2 \cdot e^{\frac{-4 \cdot \pi^2 \cdot d}{T_z^2 \cdot g}}$$

o alternativamente para independizar del periodo de encuentro con la ola:

$$a_w = 0.10 \cdot \pi \cdot g \cdot e^{\frac{0.35 \cdot d}{H_s}}$$

cuando

$$T_z \geq 10.6 \cdot \sqrt{\frac{H_s}{g}}$$

El peso estático de la carga se relaciona con la condición de aguas tranquilas. La variación de flotabilidad debida a la elevación de la superficie marina como consecuencia de las olas se puede estimar como

$$F_\rho = \rho \cdot \delta V \cdot g$$

δV = cambio en el volumen de desplazamiento en la condición de mar de olas respecto a las aguas tranquilas, m^3

$$\delta V = \tilde{A}_w \cdot \sqrt{\zeta_a^2 + \eta_{ct}^2}$$

\tilde{A}_w = área de la flotación de la carga interceptada por la superficie de la ola, m^2

$\zeta_a = 0.9 \cdot H_s$, amplitud característica de la ola, m

η_{ct} = amplitud característica simple del movimiento vertical del extremo de la grúa, m

La fuerza total característica en un objeto suspendido de una grúa en inmersión en el momento de atravesar la superficie marina se calcula como:

$$F_{total} = F_{static} + F_{hyd}$$

F_{static} = fuerza estática generada por el peso de la carga.

$$F_{static} = M_{m-m} \cdot g - \rho \cdot V \cdot g$$

donde

M_{m-m} = masa de la carga. Se consideran dos situaciones. Masa mínima, aquella que tiene en el aire antes de entrar en el agua. Masa máxima en al que se considera el embarque de agua en el caso que tenga cavidades que puedan inundarse al sumergirse, para la condición de inmersión, kg.

V = volumen de agua desplazada, considerado el mismo para cualquier condición de M_{m-m} considerada, m^3 .

En caso que se produzcan estrincón o tirones en la línea de suspensión, ocasionado por ejemplo en balances excesivos que suspendan la carga en el aire una vez fue puesta en el mar, la fuerza total aplicada sobre la grúa se calcula como

$$F_{total} = F_{static} + F_{snap}$$

F_{snap} = fuerza de estrincón o tirón en la línea de suspensión de la carga

$$F_{snap} = v_{snap} \cdot \sqrt{K \cdot (M + A_{33})}$$

donde

v_{snap} = velocidad característica de estrincón o tensado, m/s

K = rigidez del sistema de izado, N/m

M = masa de la carga en el aire, kg

A_{33} = masa añadida en arfada de la carga, kg

v_{snap} se calcula con la fórmula

$$v_{snap} = v_{ff} + C \cdot v_r$$

v_{ff} = velocidad de caída libre, m/s

$$v_{ff} = \sqrt{\frac{2 \cdot F_{static}}{\rho \cdot A_p \cdot C_D}}$$

v_r = velocidad relativa vertical característica entre el objeto y la superficie marina, m/s. Definida anteriormente

C = factor de corrección que toma los siguientes valores

$$C = 1 \quad \text{para } v_{ff} < 0.2 \cdot v_r$$

$$C = \cos \left[\pi \cdot \left(\frac{v_{ff}}{v_r} - 0.2 \right) \right] \quad \text{para } 0.2 \cdot v_r < v_{ff} < 0.7 \cdot v_r$$

$$C = 0 \quad \text{para } v_{ff} > 0.7 \cdot v_r$$

La rigidez del sistema de izado, K , se calcula con la siguiente expresión

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{k_{rigging}} + \frac{1}{k_{line}} + \frac{1}{k_{soft}} + \frac{1}{k_{block}} + \frac{1}{k_{boom}} + \frac{1}{k_{other}}$$

k_{line} = rigidez del cable de izado de la grúa.

$$k_{line} = \frac{E \cdot A_{wire}}{L}$$

E = módulo de elasticidad del cable de elevación, N/m². Valor típico $E = 85 \cdot 10^9$ N/m²

A_{wire} = sección efectiva transversal del cable de acero de elevación, m²

$$A_{wire} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot C_F$$

D = diámetro del cable de acero, m

C_f = coeficiente de llenado del cable. Valor típico para cables de elevación con alma metálica, $C_f = 0.58$

k_{rigging} = rigidez de la araña o aparejo de enganche, entre el gancho de grúa y la pieza a elevar. Se ha de incluir eslingas de acero, grilletes y balancín de carga. Datos de los fabricantes.

k_{soft} = rigidez del compensador pasivo de arfada o eslingas elásticas en el caso que sean usadas. Datos de los fabricantes.

k_{block} = rigidez del aparejo de izado, pasteca de gancho y retorno sobre el extremo de grúa, junto con las vueltas de cable. Datos del fabricante de la grúa.

k_{boom} = rigidez del brazo de la grúa. Datos del fabricante de la grúa.

k_{other} = en el caso de otros elementos que contribuyan a la rigidez del conjunto.

Las fuerzas provocadas por estrincones han de ser evitadas en lo posible, ajustando los criterios de operación a las condiciones meteoceánicas. Estas fuerzas pueden aparecer en el caso de que las fuerzas hidrodinámicas excedan el peso de la carga. El criterio para evitar estos estrincones en los aparejos de enganche e izado ha de ser s/DNV:

$$F_{\text{hyd}} \leq 0.9 \cdot F_{\text{static-min}}$$

A.1.4. OPERACIONES DE ELEVACIÓN Y DESCENSO DE CARGAS EN GRANDES PROFUNDIDADES

Durante las operaciones de posicionamiento y recuperación de equipos en el fondo marino de grandes profundidades, se han de considerar los siguientes efectos en el sistema de izado.

- Extensión de la longitud del cable de izado debido a su peso propio y la de la carga suspendida
- Desviación horizontal debida a la corriente donde la velocidad puede variar en magnitud y dirección con el tiempo y profundidad
- Dinámica de la carga debido a los movimientos inducidos por las olas en el extremo de la grúa
- Los propios de los sistemas de control de movimientos verticales en la carga como los compensadores de arfada.

A.1.4.1. EXTENSION DEL CABLE DE IZADO.

La extensión de un cable de izado, considerado este como la línea que suspende la carga desde la grúa o equipo de elevación, de acero, sintético o cualquier otro material, debido a su peso propio y la carga para una longitud L se calcula según:

$$L_s = L \cdot \left[1 + \frac{W + \frac{1}{2} \cdot w \cdot L}{E \cdot A_{\text{wire}}} \right]$$

L_s = longitud del cable estirado, m

L = longitud original, m

$W = M \cdot g - \rho \cdot g \cdot V$, peso de la carga completamente sumergida e inundada, N

$w = m \cdot g - \rho \cdot g \cdot A_{\text{wire}}$, peso del cable completamente sumergido por metro lineal, N/m

M = masa de la carga suspendida, kg

m = masa por metro del cable, kg/m

V = Volumen de desplazamiento del equipo sumergido, descontando su inundación, m^3

E = módulo de elasticidad del cable, N/m^2

A_{wire} = sección efectiva transversal del cable de acero de elevación, m^2

La longitud final de un cable de izado totalmente desplegado para el posicionamiento de un equipo en el fondo marino es de vital importancia, se consideramos que el control de longitud filada se realiza sobre el cable en el winche, longitud medida antes de su deformación.

Si consideramos el posicionamiento de una carga en el fondo marino, cuyo peso en el agua, $W = 15000$ kg, suspendido de un cable de acero de 36 mm de diámetro, para ser posicionado sobre el fondo marino a una profundidad de 2500 m. El cable tiene un peso lineal de 6 kg/m, un $C_F = 0.58$ y $E = 85 \cdot 10^9$ N/m². Despreciando el tramo aéreo, la longitud del cable sometido a la carga será:

$$A_{wire} = \frac{\pi \cdot 0.036^2}{4} \cdot 0.58 = 5.9 \cdot 10^{-4}$$

$$L_S = 2500 \cdot \left[1 + \frac{15000 \cdot 9.81 + \frac{1}{2} \cdot (6 \cdot 9.81 - 1025 \cdot 9.81 \cdot 5.9 \cdot 10^{-4}) \cdot 2500}{85 \cdot 10^9 \cdot 5.9 \cdot 10^{-4}} \right] = 2510.63 \text{ m}$$

Supone un incremento de 10.63 m en la profundidad, que se ha de computar para el correcto posicionamiento del equipo en el fondo marino.

A.1.4.2. DESVIACIÓN HORIZONTAL.

La desviación de un cable tensado axialmente, de rigidez a flexión despreciable, con un peso suspendido en su extremo W , en una corriente arbitraria con un perfil de velocidades en dirección del eje x , $U_c(z)$, se estima con la siguiente expresión:

$$\xi(z) = \int_z^0 \left[\frac{F_{D0} + \left(\frac{1}{2} \right) \cdot \rho \cdot \int_{-L}^{z_1} C_{Dn} \cdot D_c \cdot [U_c(z_2)]^2 dz_2}{W + w(z_1 + L)} \right] dz_1, \text{ m}$$

donde

$$F_{D0} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dx} \cdot A_x \cdot [U_c(-L)]^2, \text{ N}$$

Es la fuerza de resistencia hidrodinámica en la carga suspendida.

$\xi(z)$ = desviación horizontal a la profundidad z , m

L = longitud del cable sin estirar bajo la acción del peso propio y el de la carga, m

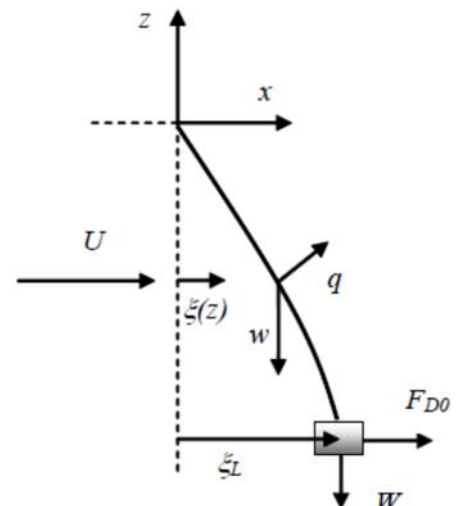
C_{Dn} = coeficiente de resistencia hidrodinámico para un flujo perpendicular a través de la sección del cable

C_{Dx} = coeficiente de resistencia hidrodinámico para un flujo perpendicular a la carga suspendida

D_c = diámetro del cable, m

A_x = área proyectada de la carga suspendida en la dirección perpendicular al flujo, m²

$U_c(z)$ = velocidad de la corriente a la profundidad z , m/s



z_1, z_2 = variables de integración, m

Integrando la expresión anterior de $\xi(z)$ para una corriente uniforme de velocidad U_c y un cable de propiedades D_c, C_{Dn} , la desviación horizontal del cable a una profundidad z bajo la superficie marina, se puede estimar con la fórmula:

$$\xi_L = L \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \ln \left[\frac{k + \frac{z}{L} + 1}{1 + k} \right] - \frac{q \cdot z}{w} \quad , \quad m$$

En el extremo del cable con la carga suspendida, situado a una profundidad $z = -L$, la desviación horizontal es:

$$\xi_L = L \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \ln \left[\frac{k}{1 + k} \right] + \frac{q \cdot L}{w} \quad , \quad m$$

donde:

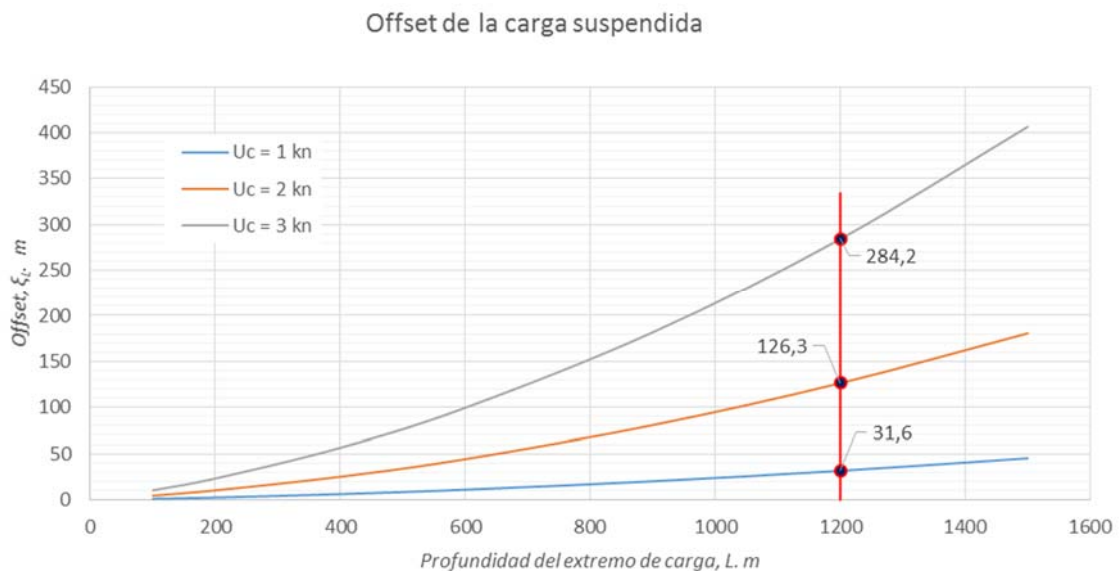
$$k = \frac{W}{w \cdot L}$$

$$\lambda = \frac{F_{D0}}{w \cdot L}$$

$$q = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dn} \cdot D_c \cdot U_c^2 \quad , \quad N/m$$

q = resistencia hidrodinámica por unidad de longitud del cable.

El cálculo del offset de un equipo suspendido desde el derrick de una SSDR, se ha calculado en la página a continuación, para un Christmas tree a posicionar sobre la cabeza de pozo a 1200 m de profundidad y en presencia de una corriente submarina considerada constante en toda su profundidad. La desviación depende tanto del peso de la carga (disminuye al incrementar el peso), la profundidad y la velocidad de la corriente principalmente. En la gráfica a continuación se observa la desviación en el extremo de la línea de elevación para diferentes velocidades de la corriente y la carga de referencia, $M = 65$ t.



Se hace necesario el conocimiento de estas desviaciones y la aplicación de técnicas de corrección para el correcto posicionamiento de los equipos subsea. El empleo de elementos guías instalados sobre los equipos, como pines y conos de guiado, líneas guía desplegadas entre el fondo marino y la unidad a flote y la corrección en la posición de la plataforma en superficie son las principales técnicas utilizadas en la práctica para hacer factible las operaciones de instalación de equipos subsea. El empleo de ROVs, tanto de forma pasiva como plataforma de control o visualización y de forma activa en el guiado y posicionamiento, complementa a las técnicas anteriores.

SISTEMAS AUXILIARES SSDRs

IZADA Y POSICIONAMIENTOS SUBSEA

Calculo de "offset" en el extremo de línea de suspensión, en inmersión. DNV-RP-H103-5.2.2.2

Parámetros:

Densidad del agua de mar, ρ =	1025 kg/m ³
Aceleración de la gravedad, g =	9,81 m/s ²
Viscosidad cinemática, ν =	1,36E-06 m ² /s

Condiciones operativas:

Corriente constante, U_c =	1,0 kn = 0,514 m/s
Longitud de cable filada, L =	1.200 m

Datos de la carga:

Carga/maniobra=	Christmas Tree a conectar en cabeza de pozo
Masa en el aire, M =	65,0 t
Longitud máxima, l_{max} =	3,0 m
Anchura máxima, b_{max} =	3,0 m
Altura máxima, h_{max} =	5,0 m
Coefficiente de llenado, C_{FM} =	0,30
$R_{eM} = U_c \cdot l_{max} / \nu$ =	1,13E+06

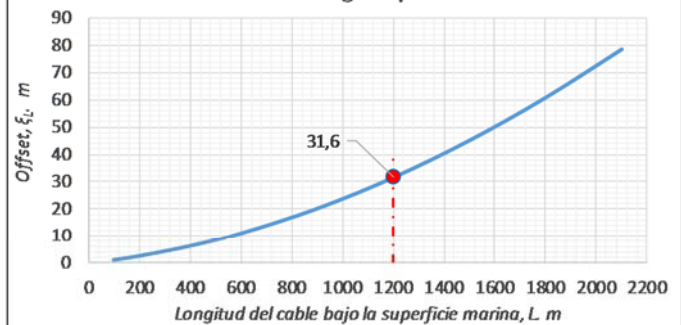


Datos del cable de izado:

Masa por metro lineal, m =	6,0 kg/m
Diámetro, D_c =	36,0 mm
Módulo de elasticidad, E =	8,50E+10 N/m ²
Coefficiente de llenado, C_F =	0,58
$R_{eM} = U_c \cdot D_c / \nu$ =	1,36E+07
$A_{wire} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot C_F$ =	2,36E-03 m ²

Se desprecia la longitud de cable fuera del agua.

Offset de la carga suspendida



Coeficientes hidrodinámicos en operaciones subsea:

1. Para carga suspendida :

$C_{Dx} \geq 2,5$	$C_{DxS} = 1,156$
$C_{Dx} = 2 \cdot C_{DxS}$	$C_{Dx} = 2,5$
$b_{max}/h_{max} = 0,6$	


Apéndice B de RP-H103, table B-2

Geometry	Dimensions	C_{DS}
Rectangular plate normal to flow direction	B/H	
	1	1.16
	5	1.20
	10	1.50
	∞	1.90
	$R_e > 10^3$	

2. Para cable de izado :

$C_{Dn} = 2 \cdot C_{DnS}$	$C_{DnS} = 1,5$
	$C_{Dn} = 3$

Apéndice B de RP-H103, table B-1

Geometry		Drag coefficient, C_{DS}	
1. Wire and chains		Type ($Re = 10^4 - 10^7$)	C_{DS}
	Wire, six strand	1.5 - 1.8	
	Wire, spiral no sheathing	1.4 - 1.6	
	Wire, spiral with sheathing	1.0 - 1.2	
	Chain, stud (relative chain diameter)	2.2 - 2.6	
	Chain stud less (relative chain diameter)	2.0 - 2.4	

$$V = l_{max} \cdot b_{max} \cdot h_{max} \cdot C_{FM} = 13,50 \text{ m}^3$$

$$W = M \cdot g - \rho \cdot g \cdot V = 501904 \text{ N}$$

$$w = m \cdot g - \rho \cdot g \cdot A_{wire} = 35,11 \text{ N/m}$$

$$A_x = b_{max} \cdot h_{max} = 15,00 \text{ m}^2$$

$$F_{D0} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dx} \cdot A_x \cdot [U_c(-L)]^2$$

$$F_{D0} = 5085,42 \text{ N}$$

$$q = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dn} \cdot D_c \cdot U_c^2$$

$$q = 14,65 \text{ N/m}$$

$$k = \frac{W}{w \cdot L} = 11,911$$

$$\lambda = \frac{F_{D0}}{w \cdot L} = 0,121$$

$$\xi_L = L \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \ln \left[\frac{k}{1+k} \right] + \frac{q \cdot L}{w}$$

$$\text{Offset, } \xi_L = 31,6 \text{ m}$$

A.1.4.3. DESPLAZAMIENTO VERTICAL.

Para la instalación de módulos en el fondo marino es importante el control de la distancia desde el fondo al extremo inferior del módulo suspendido al final del cable de izado. La diferencia Δz entre la posición real del extremo inferior del módulo y la posición vertical en una condición teórica no sometida a esfuerzos axiales, tiene dos componentes:

$$\Delta z = \Delta z_G + \Delta z_E$$

Δz_G = desplazamiento geométrico vertical debido a la curvatura del cable

Δz_E = desplazamiento elástico vertical debido a la tensión del cable

Los efectos de geometría incrementan la distancia al fondo marino, mientras que la tensión en el cable disminuye esta distancia.

Para una corriente de velocidad unidireccional constante y para un cable con características homogéneas en toda su longitud, el desplazamiento vertical debido a la curvatura del cable provocada por la corriente, se puede aproximar con la siguiente expresión:

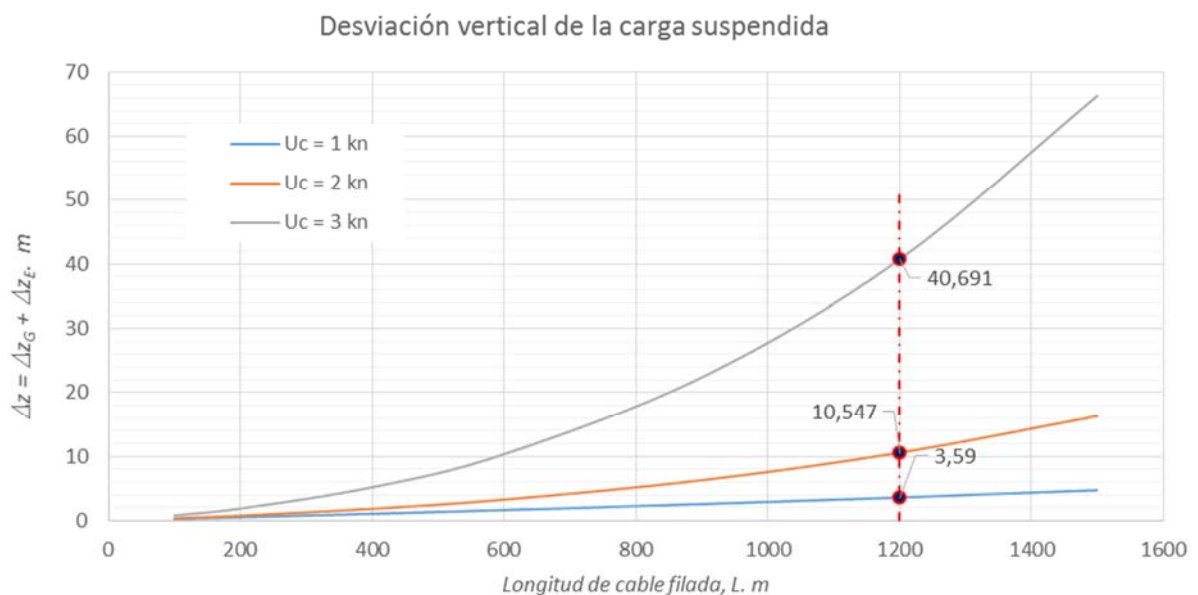
$$\frac{\Delta z_G}{L} \approx \frac{q}{w} \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \left\{ \ln \left[\frac{k}{1+k} \right] + \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{1 - \frac{\lambda \cdot w}{k \cdot q}}{1+k} \right] \right\} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{q}{w} \right)^2$$

El desplazamiento vertical debido a la tensión del cable se puede aproximar por:

$$\frac{\Delta z_E}{L} \approx \frac{1}{E \cdot A_{wire}} \cdot \left[W + \frac{1}{2} \cdot (w \cdot L - q \cdot \xi_L) \right]$$

En la página siguiente se incluye el cálculo de la desviación vertical para la operación descrita en el apartado anterior. La desviación depende tanto del peso de la carga suspendida, la resistencia hidrodinámica del conjunto y de la velocidad de la corriente. Al aumentar la corriente se incrementa la desviación, tomando mayor relevancia la desviación por efecto geométrico, al aumentar la curvatura de la línea de izado.

La gráfica a continuación muestra los valores de desviación vertical para diferentes velocidades de corriente uniforme dependiendo de la longitud de cable filado.



SISTEMAS AUXILIARES SSDRs

IZADA Y POSICIONAMIENTOS SUBSEA

Calculo del desplazamiento vertical en el extremo de línea de suspensión, en inmersión.

DNV-RP-H103-5.2.2.3

Parámetros:

Densidad del agua de mar, ρ =	1025 kg/m ³
Aceleración de la gravedad, g =	9,81 m/s ²
Viscosidad cinemática, ν =	1,36E-06 m ² /s

Condiciones operativas:

Corriente constante, U_c =	1,0 kn = 0,514 m/s
Longitud de cable filada, L =	1.200 m

Datos de la carga:

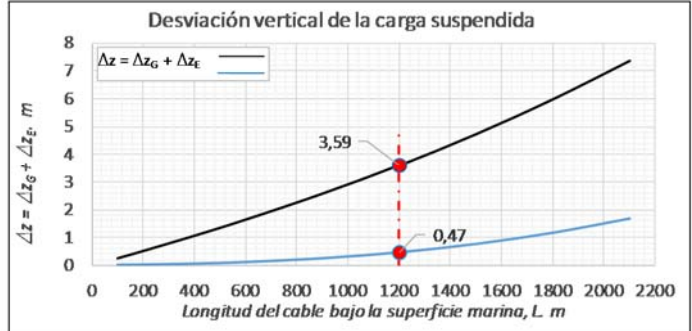
Carga/maniobra=	Christmas Tree a conectar en cabeza de pozo
Masa en el aire, M =	65,0 t
Longitud máxima, l_{max} =	3,0 m
Anchura máxima, b_{max} =	3,0 m
Altura máxima, h_{max} =	5,0 m
Coefficiente de llenado, C_{FM} =	0,30
$R_{eM} = U_c \cdot l_{max} / \nu$ =	1,13E+06



Datos del cable de izado:

Masa por metro lineal, m =	6,0 kg/m
Diámetro, D_c =	36,0 mm
Módulo de elasticidad, E =	8,50E+10 N/m ²
Coefficiente de llenado, C_F =	0,6
$R_{eM} = U_c \cdot D_c / \nu$ =	1,36E+07
$A_{wire} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot C_F$ =	2,36E-03 m ²

Se desprecia la longitud de cable fuera del agua.



Coeficientes hidrodinámicos en operaciones subsea:

1. Para carga suspendida :

$$C_{Dx} \geq 2,5 \quad C_{DxS} = 1,156$$

$$C_{Dx} = 2 \cdot C_{DxS} \quad C_{Dx} = 2,5$$

$$b_{max}/h_{max} = 0,6$$

Apéndice B de RP-H103, table B-2


Geometry	Dimensions	C_{DS}
Rectangular plate normal to flow direction	B/H	
	1	1.16
	5	1.20
	10	1.50
	∞	1.90
		$R_e > 10^3$

2. Para cable de izado :

$$C_{Dn} = 2 \cdot C_{DnS} \quad C_{DnS} = 1,5$$

$$C_{Dn} = 3$$

Apéndice B de RP-H103, table B-1

Geometry	Drag coefficient, C_{DS}	
1. Wire and chains	Type ($Re = 10^4 - 10^7$)	
	C_{DS}	
	Wire, six strand	1.5 - 1.8
	Wire, spiral no sheathing	1.4 - 1.6
	Wire, spiral with sheathing	1.0 - 1.2
	Chain, stud (relative chain diameter)	2.2 - 2.6
	Chain stud less (relative chain diameter)	2.0 - 2.4

$$V = l_{max} \cdot b_{max} \cdot h_{max} \cdot C_{FM} = 13,50 \text{ m}^3$$

$$W = M \cdot g - \rho \cdot g \cdot V = 501904 \text{ N}$$

$$w = m \cdot g - \rho \cdot g \cdot A_{wire} = 35,11 \text{ N/m}$$

$$A_x = b_{max} \cdot h_{max} = 15,00 \text{ m}^2$$

$$F_{D0} = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dx} \cdot A_x \cdot [U_c (-L)]^2$$

$$F_{D0} = 5085,42 \text{ N}$$

$$q = 0.5 \cdot \rho \cdot C_{Dn} \cdot D_c \cdot U_c^2$$

$$q = 14,65 \text{ N/m}$$

$$k = \frac{W}{w \cdot L} = 11,911$$

$$\lambda = \frac{F_{D0}}{w \cdot L} = 0,121$$

$$\xi_L = L \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \ln \left[\frac{k}{1+k} \right] + \frac{q \cdot L}{w}$$

$$\text{Offset, } \xi_L = 31,6 \text{ m}$$

$$\frac{\Delta z_G}{L} \approx \frac{q}{w} \cdot \left(\frac{q}{w} \cdot k - \lambda \right) \cdot \left\{ \ln \left[\frac{k}{1+k} \right] + \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{1 - \frac{\lambda \cdot w}{k \cdot q}}{1+k} \right] \right\} + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{q}{w} \right)^2$$

$$\Delta z_G = 0,465 \text{ m}$$

$$\frac{\Delta z_E}{L} \approx \frac{1}{E \cdot A_{wire}} \cdot \left[W + \frac{1}{2} \cdot (w \cdot L - q \cdot \xi_L) \right]$$

$$\Delta z_E = 3,125 \text{ m}$$

$$\Delta z = \Delta z_G + \Delta z_E = 3,590 \text{ m}$$

A.1.4.4. FUERZAS DINÁMICAS EN LA LINEA DE CARGA EN OPERACIONES SUBMARINAS.

En operaciones de izado desde plataformas flotantes en superficie se puede aceptar que el movimiento de la plataforma no estará afectada por el movimiento de la carga siempre que:

- La masa y masa añadida del objeto izado es mucho menor que el desplazamiento de la plataforma.
- La contribución de la carga al momento de inercia respecto al cdg de la plataforma es mucho menor que el momento de inercia de la plataforma
- El movimiento del extremo de grúa o arraigado del cable de izado, es vertical
- El efecto de la corriente se puede despreciar.

Debido al movimiento del extremo de la grúa o punto de arraigado y la carga en el mar, las fuerzas de resistencia hidrodinámica actúan en el cable, reduciendo la deformación de la línea de izado, y disminuyendo el amortiguamiento. Al incrementar la velocidad y aceleración del extremo de grúa la rigidez elástica se incrementa igualmente.

La frecuencia natural de un cable tensado se puede calcular con la expresión:

$$\omega_j = v_j \cdot \sqrt{\frac{E \cdot A_{wire}}{m}} \quad \frac{rad}{s} \quad para j = 0,1,2, \dots$$

Asumiendo una oscilación no amortiguada, la solución exacta para los números de ola está dado por la ecuación

$$v_j \cdot L \cdot \tan(v_j \cdot L) = \varepsilon = \frac{m \cdot L}{M + A_{33}}$$

donde

$\omega_j = 2\pi/T_j$ = frecuencia natural angular, rad/s

T_j = periodo propio, s

v_j = números de ola, m^{-1}

L = longitud del cable, m

E = módulo de elasticidad, N/m^2

A_{wire} = sección nominal del cable, m^2

m = masa lineal del cable, kg/m

M = masa de la carga en el aire, kg

$A_{33} = \rho \cdot C_A \cdot V_R$ = masa añadida en dirección vertical, kg

C_A = coeficiente de masa añadida

V_R = volumen de referencia de la carga o volumen de desplazamiento, m^3

ρ = densidad del agua de mar

ε = relación de masas

para valores pequeños de ε , se puede aproximar el valor fundamental del número de ola por las expresiones:

$$v_0 \cdot L = \left(\frac{\varepsilon}{1 + \frac{\varepsilon}{3}} \right)^{1/2} \quad para \varepsilon \leq 3$$

$$v_0 \cdot L = \left(\frac{\varepsilon}{1 + \frac{2 \cdot \varepsilon}{5}} \right)^{1/2} \quad \text{para } \varepsilon > 3$$

En el ejemplo de la operación referida en los apartados anteriores, el radio de masas con una longitud de cable filado de 1200 m es:

$$\varepsilon = \frac{6 \cdot 1200}{65000 + 1026 \cdot 0.6 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 5} = 0.077$$

En la mayoría de las aplicaciones subsea, la primera expresión de v_0 , para $\varepsilon \leq 3$ es de aplicación.

Las frecuencias naturales de mayor orden se pueden estimar para el correspondiente número de ola estimado por la expresión:

$$v_j \cdot L \approx j \cdot \pi + \frac{m \cdot L}{j \cdot \pi \cdot (M + A_{33})} \quad \text{para } j = 1, 2, \dots$$

La frecuencia natural esta normalmente relacionada con la oscilación de la carga modificada por la masa del cable, mientras que los órdenes mayores están relacionados con la presión longitudinal de las olas en el cable.

El periodo propio para una oscilación no amortiguada de la carga suspendida con compensadores de arfada y/o eslingas flexibles se puede estimar por

$$T_0 = \frac{2 \cdot \pi}{\omega_0} = 2 \cdot \pi \sqrt{\frac{M + A_{33} + \theta \cdot m \cdot L}{K}}, s$$

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{k_c} + \frac{1}{k_s} + \frac{L}{E \cdot A_{wire}}$$

donde

K = rigidez del sistema de izado completo, kg/s^2

k_c = rigidez del sistema de compensación en el extremo del brazo de la grúa, kg/s^2 , datos del fabricante

k_s = rigidez de eslingas o amortiguador/compensador de arfada en el gancho de grúa, kg/s^2 , datos del fabricante

θ = factor de ajuste para considerar la masa del cable de izado.

$$\theta = \frac{1 + c + \frac{c^2}{3}}{\left(1 + c + \frac{c}{s}\right)^2}$$

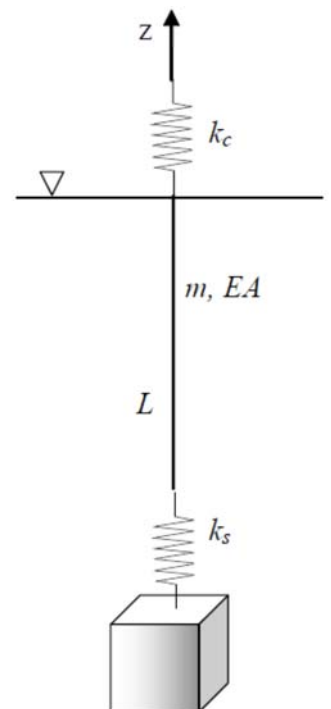
$$c = \frac{k_c \cdot L}{E \cdot A_{wire}}, \quad s = \frac{k_s \cdot L}{E \cdot A_{wire}}$$

Con los siguientes valores límite

$\theta \approx 1/3$ para c y s elevados, el cable absorbe en gran medida la amortiguación

$\theta \approx 0$ para $c > 1$ y $s \ll 1$, el amortiguador en gancho asume la amortiguación

$\theta \approx 1$ para $c \ll 1$ y $s > 1$, el amortiguador en el brazo de grúa asume la amortiguación



$\theta = \left(\frac{s}{s+c}\right)^2$ para $s \ll 1$ y $c \gg 1$, los dos amortiguadores en el extremo del cable dominan la amortiguación.

El periodo depende en gran medida de la rigidez de la línea de izado, y esta además de depender del propio cable es función de los sistemas de absorción de impactos o de arfada y de la localización de estos en la línea, lo que se introduce con el factor de ajuste θ .

En un cable vertical los valores superiores del periodo propio están dados por

$$T_j = \frac{2 \cdot \pi}{\omega_j} \quad , s \quad \text{para } j = 1, 2, \dots$$

El periodo propio de la carga en la operación de referencia en apartados anteriores se ha calculado con dos compensadores en serie, en el formato a continuación, con un valor de $T_0 = 16.51$ s.

SISTEMAS AUXILIARES SSDRs

IZADA Y POSICIONAMIENTOS SUBSEA

Calculo del periodo de carga suspensión durante inmersión. DNV-RP-H103-5.3.5

Parámetros:

Densidad del agua de mar, $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$
Aceleración de la gravedad, $g = 9,81 \text{ m/s}^2$

Condiciones operativas:

Longitud de cable filada, $L = 1.200 \text{ m}$

Datos de la carga:

Carga/maniobra= **Christmas Tree a conectar en cabeza de pozo**
Masa en el aire, $M = 65,0 \text{ t}$
Longitud máxima, $l_{\max} = 3,0 \text{ m}$
Anchura máxima, $b_{\max} = 3,0 \text{ m}$
Altura máxima, $h_{\max} = 5,0 \text{ m}$
Coeficiente de llenado, $C_{FM} = 0,30$
Coeficiente de masa añadida, $C_A = 0,47$



Datos del cable de izado:

Masa por metro lineal, $m = 6,0 \text{ kg/m}$
Diámetro, $D_c = 36,0 \text{ mm}$
Módulo de elasticidad, $E = 8,50E+10 \text{ N/m}^2$
Coeficiente de llenado, $C_F = 0,58$

$$A_{\text{wire}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot C_F = 2,36E-03 \text{ m}^2$$

Compensadores en la línea

Rigidez compensador en gancho, $k_s = 5,6 \text{ kN/m}$
Rigidez compensador en grúa, $k_c = 7,6 \text{ kN/m}$

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{k_c} + \frac{1}{k_s} + \frac{L}{E \cdot A_{\text{wire}}} \quad K = 3163,3 \text{ N/m}$$

$$c = \frac{k_c \cdot L}{E \cdot A_{\text{wire}}} = 0,0454$$

$$s = \frac{k_s \cdot L}{E \cdot A_{\text{wire}}} = 0,0335$$

$$\theta = \left(\frac{s}{s+c}\right)^2 = 0,180$$

$$\theta = 0,180$$

$$\theta = \frac{1+c+\frac{c^2}{3}}{\left(1+c+\frac{c}{s}\right)^2} = 0,181$$

$$T_0 = 2 \cdot \pi \sqrt{\frac{M + A_{33} + \theta \cdot m \cdot L}{K}} \quad T_0 = 16,51 \text{ s}$$

A.1.5. NUEVOS SISTEMAS DE IZADO EN GRANDES PROFUNDIDADES.

La capacidad de carga de un cable de acero en suspensión de cargas verticales se ve reducida por su propio peso. Para grandes profundidades este efecto se puede convertir en crítico, limitando la operatividad de los equipos y por tanto penalizando la inversión en equipos sobredimensionados con un ratio de aprovechamiento muy bajo.

MacGregor ha desarrollado un sistema innovador que reduce el peso de la línea de izado y el cable requerido en el cabrestante de la grúa.

El sistema UDLS, “Ultra Deepwater Lifting System”, sistema de izado en aguas ultra-profundas, permite el posicionamiento de cargas pesadas a grandes profundidades manteniendo un porcentaje de reserva elevada sobre la carga admisible de la grúa.

Este sistema optimiza la capacidad de izados en aguas profundas usando solamente una corta longitud de cable de acero junto a tramos de longitud pre-determinada de cabos de fibra sintética. Los cabos de fibra tienen flotabilidad neutra en inmersión, por tanto el peso de los cabos no tiene impacto en la capacidad de izado del cabrestante de la grúa. La grúa mantiene toda su funcionalidad, el mismo nivel de precisión y operatividad de todos los sistemas de control como el AHC.

La capacidad de la grúa se verá reducida en el peso equivalente al del cable filado, peso del tramo en el aire mas el peso equivalente del tramo en inmersión. Este último será el peso en el aire reducido en el peso del agua desalojada. Para un cable de acero de 36 mm de 6 kg/ml y un coeficiente de llenado $C_F = 0.58$, la sección de cable transversal es de $A_{wire} = 2.36 \cdot 10^{-3}$. El peso en el agua sería de:

$$m_{c\text{ inm}} = 6 - 1026 * 1 * 2.36 \cdot 10^{-3} = 3.57 \text{ kg/ml}$$

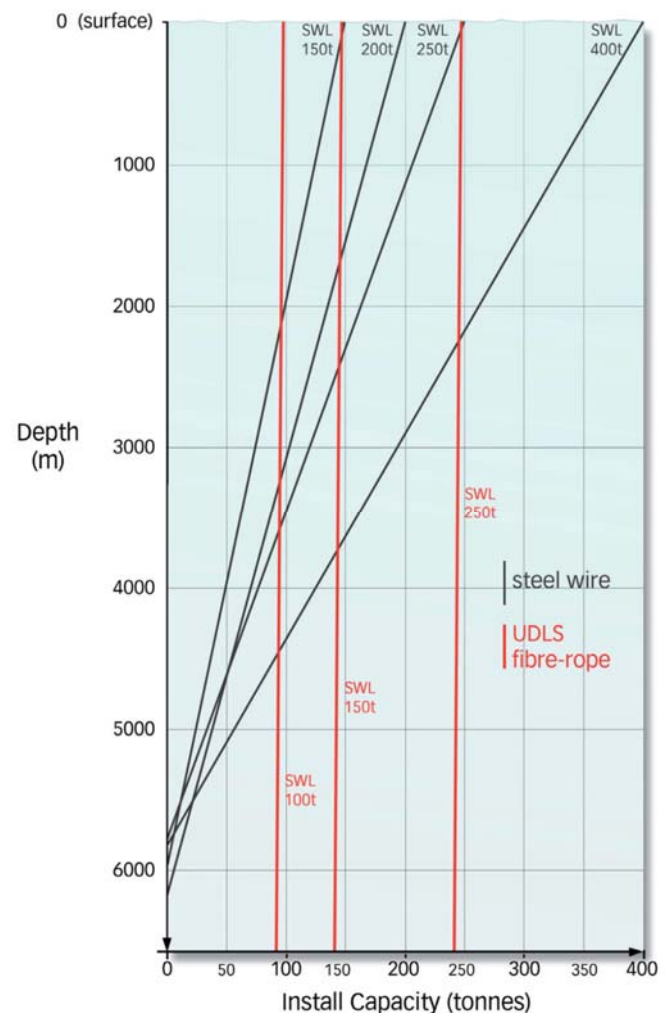
Para una profundidad de 3000 m, el peso del cable de acero sería 10.74 t que suponiendo un peso de 65 t de la carga bajo gancho, supone una pérdida de capacidad de carga del 16.6%.

El peso de la línea de izado limita igualmente la capacidad de esta en su extremo por su peso propio. MacGregor introduce la gráfica adjunta comparando la capacidad de carga entre un cable de acero y un cabo sintético para diferentes profundidades y SWL requeridos. Mientras los cabos mantienen constante su capacidad de carga, esta se reduce para los cables limitando su utilización con la profundidad.

La línea de izado está formada por el aparejo de enganche, conectando la carga a la línea de izado, tramos de cabo de longitud prefijada unidos por conectores rápidos de capacidad requerida por la SWL y el cable de acero de la grúa en el último tramo.

El sistema está formado por los siguientes equipos.

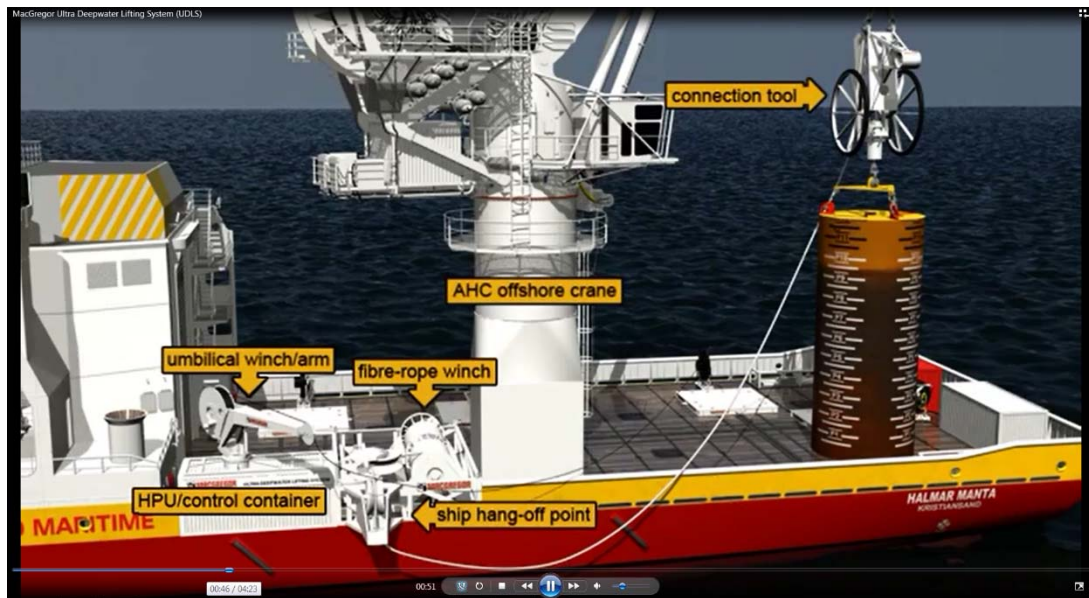
- Carretes de acopio de cabo con sus conectores. Estos carretes son actuados hidráulicamente para el filado o recogida de los tramos.
- Un cabrestante para el umbilical y el propio umbilical que proporciona energía y señales de



control para el posicionamiento, operación, iluminación y vídeo en el dispositivo de conexión submarino.

- Pescante para la transferencia de carga desde el cable de la grúa al cabo sintético.
- Dispositivo de conexión con liberador y control de posicionamiento. Este asegura la correcta y segura transferencia de carga entre el cable de la grúa y el cabo sintético. El dispositivo de conexión está equipado con estabilizadores (pequeños thrusters), control de posición y monitorización de la maniobra.
- Paquete electro-hidráulico de potencia
- Sala de control.

En el siguiente esquema de MacGregor, se ilustran los citados elementos e incluye vínculo de video del sistema.



REFERENCIAS.

1. The Engineers Guide. SafeLink. 2012. <http://www.safelink.no/Misc/guide.pdf>
2. DNV-RP-H103. MODELLING AND ANALYSIS OF MARINE OPERATIONS, April 2011
3. HUISMAN CRANES. <http://www.huismanequipment.com/en/products/cranes>
4. Specification for Offshore Pedestal Mounted Cranes. API SPECIFICATION 2C. Sept. 2004
5. CRANE SPECIFICATION DOCUMENT. IMCA. 2013
6. SEATRAX. Kingspost cranes. <http://www.seatrax.com/kingpost.html>
7. CRANE CONTROL. ISYM, Intelligent Symmetry Control. 2009

2.7. SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO

1. COMPENSACIÓN DE LA LÍNA DE PERFORACIÓN

- 1.1. COMPENSADOR PASIVO**
- 1.2. COMPENSADOR ACTIVO**

REFERENCIAS

PAGINA EN BLANCO

SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE MOVIMIENTO.

Las plataformas de perforación offshore están conectadas al fondo marino durante las diferentes fases del desarrollo de sus misiones. Desde el posicionado de las plantillas de perforación, perforación, instalación de encamisados, BOPs, árboles, etc o la instalación de equipos para la terminación del pozo y puesta en producción así como mantenimiento y clausura. Esta conexión se realiza entre la plataforma, sometida a movimientos provocados por las condiciones meteoceánicas y el lecho marino estático. Los equipos de perforación, elevación posicionamiento, etc, instalados sobre la plataforma se encuentran sometidos a movimientos y aceleraciones respecto al fondo marino, a consecuencia de los cuales, se transmiten esfuerzos y deformaciones a los elementos conectados o impiden la aproximación de estos a su punto de instalación/conexión. Este fenómeno se extiende a las labores de abastecimiento en el mar, durante la carga y descarga de mercancías desde los PSVs a las unidades en la localización de operación.

Como ya se ha expuesto, el movimiento vertical es el movimiento que más afecta a las labores propias de las SSDRs y es sobre el que se ha de actuar, para reducir sus efectos y perjuicios en el desarrollo seguro y fiable de las actividades.

Los sistemas de compensación se basan en su conjunto en una compensación del incremento de longitud entre un punto fijo, la plataforma o cualquier elemento solidario a esta, y el punto de conexión del elemento o equipo conectado al fondo marino o en aproximación a este, que se considera el punto móvil respecto del primero. Esta longitud a compensar es el resultado de las acciones marinas, de carácter oscilatorio, por tanto que pueden tener valores tanto negativos como positivos, dato a tener en cuenta para la activación del sistema cuyo rango de operación ha de absorber la amplitud de pico a pico máxima de la oscilación. Este argumento también es de aplicación a las operaciones de abastecimiento en el mar entre la plataforma y el PSV.

Se podrán agrupar las soluciones a la compensación de movimiento vertical agrupándolas en función de las necesidades operativas y los elementos sobre los que actuar. Para las funciones habituales de las SSDRs, podemos numerar la necesidad de compensación en arfada para las principales situaciones operativas.

Operación	Fase operativa	A actuar sobre
Abastecimiento en el mar	Todas	Grúas de pedestal en cubierta
Instalación de equipos subsea	Todas	Grúas de pedestal en cubierta ó Top-drive
Intalación de tubing de producción	Completion phase	Equipo de filado instalado en el Top-drive
Subsea Works y Perforación	Templates	Líneas guía , directamente en el cable o sobre los winches.
Perforación	Drilling phase	Línea de perforación soportada en el Top drive o CMC
Perforación	Drilling phase	Risers marinos instalados sobre el collar de tensión de risers, RTR

El cuadro anterior muestra un resumen de las principales actividades de una SSDRs, y los tres principales elementos donde se instalan compensadores de movimientos, en las grúas de cubierta, en la línea de perforación suspendida del derrick, en las líneas guía y en los risers marinos.

Se presenta a continuación en detalle una introducción a los sistemas de compensación de la línea de perforación.

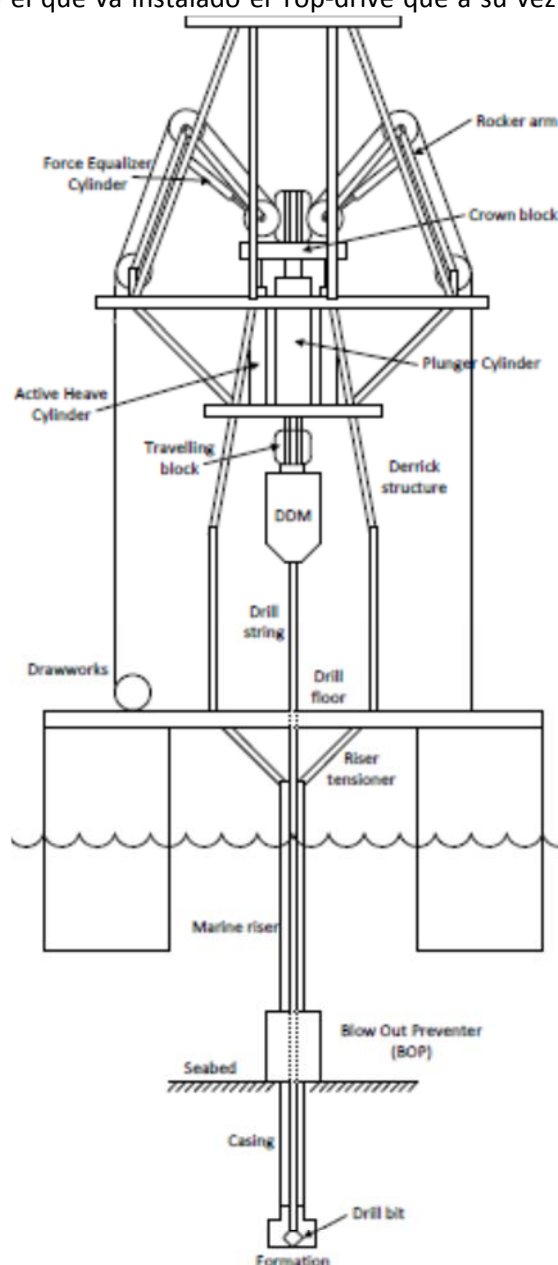
1. COMPENSACIÓN DE LA LINEA DE PERFORACIÓN

DSC, del inglés “Drill String Compensator”. Los movimientos de una plataforma debido a las olas del mar causan una gran variación de las cargas aplicadas en la tubería de perforación bajo operación. Para compensar estos movimientos los llamados sistemas de compensación de arfada, “Heave Compensator Systems”, se han

desarrollado para atenuar los efectos de estas cargas cíclicas. Estos compensadores se instalan en cabeza del derrick o sobre el “travelling block” o el carro deslizante, sobre el que va instalado el Top-drive que a su vez cuelgan del derrick.

Un compensador montado sobre gancho es básicamente un equipo conectado al gancho del “DrawWorks” el diseño depende de las diferentes interferencias relacionadas con la construcción del derrick y la forma en la que se acciona (rota) la línea de perforación, por mesa rotativa o top drive. En los diseños de las nuevas plataformas de perforación el diseño de las de los compensadores montados en cabeza o los compensadores de boque corona (**CMC** “Crown Mounted Compensator” a los que se ha hecho referencia en los párrafos anteriores) es más popular. Los compensadores montados en el carro deslizante se siguen usando en casos específicos, aunque tienden a desaparecer en las nuevas construcciones. Otra opción la representan los DrawWorks con compensación de arfada (**AHD** “Active Head Drawworks”). Esta solución consiste en hacer al equipo del que cuelga el bloque de perforación, activo frente a los movimientos de arfada, pero este tiene unos consumos energéticos diferentes a los sistemas de cilindros tradicionales del CMC. La principal ventaja de los equipos hidráulicos es la relación potencia/dimensiones y su capacidad de almacenar energía. Los equipos hidráulicos son más pequeños y ligeros que su equivalente eléctrico. Los acumuladores neumáticos usados en los sistemas hidráulicos almacenan temporalmente las fluctuaciones de energía de una manera más eficiente en términos de coste y pueden continuar operativos en el eventual fallo de la planta de energía.

Los compensadores CMC pueden construirse como activos o pasivos. Los activos a su vez pueden funcionar como pasivos. Un compensador montado en cabeza, CMC, incluye un embolo buzo (“Plunger cylinder”) y dos pequeños cilindros ecualizadores (“Force Equalizer Cylinder”). El compensador pasivo funciona como un muelle hidro-neumático en el que la fuerza aplicada depende de su extensión. El compensador usa los dos pequeños cilindros ecualizadores para reducir el efecto de la variación de la fuerza debido a la compresión del aire. El sistema activo, **AHC** “Active Heave Compensator” permite a la plataforma llevar a cabo operaciones en una amplia ventana medioambiental y consiste en dos cilindros dobles actuados hidráulicamente (“Active Heave Cylinder”), junto al embolo buzo. Este sistema es capaz de mantener el bloque de corona en posición respecto al fondo marino con un rango de variación de entre 1 a 5 cm en mares con amplitudes de ola entre 4 y 5 m¹. Por efecto de la compensación de arfada, el bloque de corona se mueve verticalmente mientras el drawworks está fijo e inmóvil en la cubierta de perforación. La variación de la longitud en el cable de izado actuado por el drawworks es absorbida por los brazos del



Compensador CMC. Ref. 2

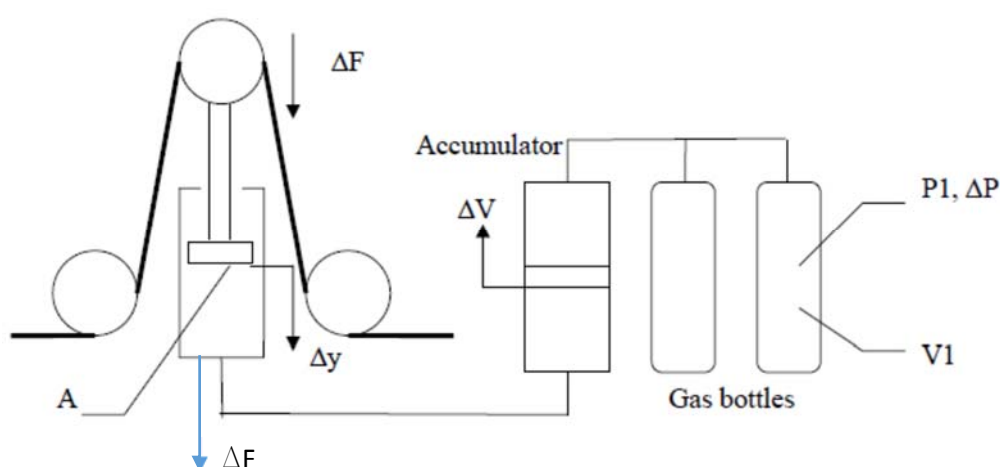
¹ Haaø and Vangen (2011)

balancín (“Rocker arm”). Este diseño evita añadir cable para la compensación de la arfada, al incrementar la distancia entre los ejes de sus poleas extremas.

En el anexo 1 se detallan los principios de operación de los sistemas de compensación activos y pasivos

1.1. COMPENSADOR PASIVO

Es el sistema más comúnmente usado para la compensación de arfada. En la figura incluida a continuación, el sistema está instalado suspendido del cable del drawworks, y consiste en un cilindro hidráulico con una polea de cable en el extremo libre del embolo. El peso de la carga se suspende del cilindro hidráulico, conectado en el extremo opuesto a la polea, sobre la camisa. La cámara del cilindro buzo es conectada a un acumulador hidráulico que a su vez está presurizado por un conjunto de botellas neumáticas, actuando como un muelle mecánico, absorbiendo los picos de tensión debido a los movimientos de la plataforma.



Las botellas o cilindros neumáticos están precargadas con gas a alta presión, en la mayoría de los casos nitrógeno, que previene la ignición por contacto entre el aceite mineral y oxígeno a temperaturas superiores al punto de ignición. Otras opciones de aire a alta presión con fluidos hidráulicos no inflamables (Erifon u Houghtosafe) también son usados por economía y seguridad.

La constante de rigidez de un sistema de compensación de arfada pasivo puede ser ajustada por regulación del volumen de gas en los cilindros. La fórmula simplificada de un sistema gaseoso es, según la ley adiabática de un gas ideal:

$$P \cdot V^k = \text{constante} \quad \text{ec. 1}$$

siendo k la constante adiabática del gas. El valor de k varía con la temperatura y la presión. Para operación con presiones desde 250 a 300 bar y temperaturas de 30°C, el valor de k varía entre 1.6 a 1.75. Para presiones desde 200 a 250 bar y temperaturas de 30°C, el valor de k varía entre 1.5 a 1.6.

Derivando ec. 1 respecto del volumen se obtiene

$$\frac{dP}{dV} = \frac{\text{Const.} \cdot V^{\left(\frac{1}{k}-1\right)}}{k} \quad \text{ec. 2}$$

El gas en el acumulador se comprimirá solamente si la fuerza externa ΔF se incrementa. En este caso el pistón del cilindro se desplazará hacia abajo Δy . La rigidez C del muelle que representa el conjunto neumático se define como:

$$C = \frac{\Delta F}{\Delta y} \quad \text{N/m} \quad \text{ec. 3}$$

Al sustituir en la expresión anterior las relaciones de fuerza y desplazamiento con el incremento de presión y variación de volumen en relación al área del embolo del cilindro buzo,

$$\Delta F = A \cdot \Delta P \quad \text{y} \quad \Delta y = \Delta V / A$$

se obtiene la expresión de la rigidez de amortiguación, válida para pequeños desplazamientos debido a la no linealidad de la expresión adiabática utilizada.

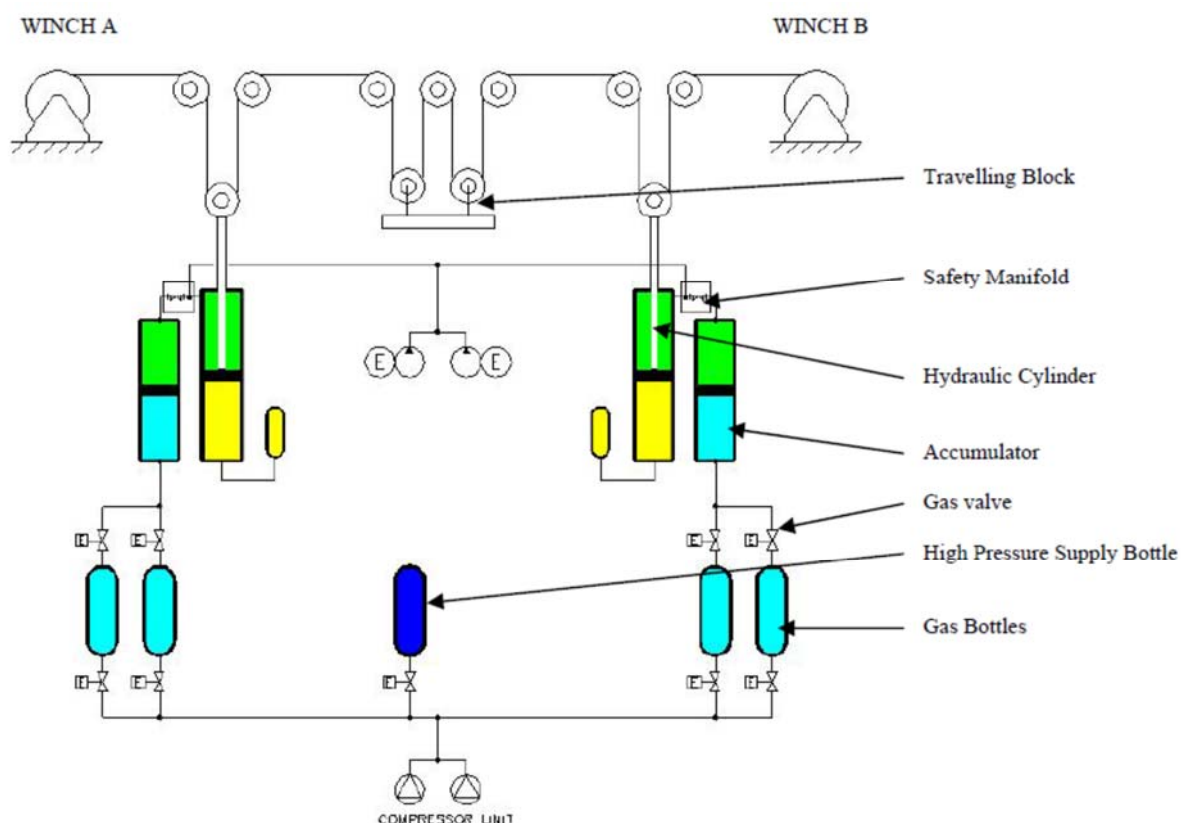
$$C = A^2 \cdot \frac{P \cdot V^{(k + \frac{1}{k} - 1)}}{k} \quad \text{N/m} \quad \text{ec. 4}$$

Lo que se puede concluir de la expresión anterior es que la rigidez tiene una relación lineal con la carga del sistema. Para mayores cargas y la misma relación de volumen de gas, la rigidez es mayor.

La operación de perforación requiere la aplicación de una carga axial constante sobre la broca de perforación que posibilite el arranque del material del fondo. El sistema de compensación por tanto ha de mantener una presión mínima sobre el extremo de la línea de perforación, que proviene principalmente del peso de los elementos instalados en esa línea.

En el esquema siguiente se representa un sistema de compensación pasiva instalado en una plataforma semi-sumergible especialmente diseñada para intervención de pozo. El carro deslizante ("Travelling Block") del sistema de suspensión ("Hoist Gear"), soporta el peso de la línea de perforación, incluido el fluido de perforación. Como la tubería de perforación está conectada en el fondo marino, la fuerza en la broca de perforación varía debido a los movimientos de la embarcación. En la torre de perforación o derrick se han instalado dos compensadores pasivos de arfada en paralelo entre sí. Esto se hace para proporcionar redundancia al sistema, si un compensador falla, la perforación puede continuar dependiendo del estado de la mar.

El sistema fue diseñado para una tensión de tiro en el cable de winche de 100 t y una arfada máxima de 4 m. esta última determina las dimensiones de los émbolos buzo.



Compensador pasivo con redundancia. Esquema de principio. [Ref. 3](#)

Los cilindros del compensador inician su operación bajo la carga de tiro debido al peso suspendido del carro deslizante. Para una carga en el cable del winche de 100 t, la carga sobre los cilindros hidráulicos es de 200 t. el volumen total en los cuatro cilindros de gas es de 1200 dm³. Dependiendo de la rigidez requerida, el gas de los cilindros se puede cargar en el acumulador a través de válvulas de control para incrementar su presión. Un recipiente de alta presión, pre-cargado a 200 barg, se utiliza para mantener las botellas de gas con la presión requerida. El caudal máximo de aceite previsto en este diseño es de 1500 lpm. El bloque de seguridad ("Safety Manifold") previene el funcionamiento incontrolado del cilindro buzo. En caso de rotura del cable de suspensión el cilindro perderá su carga externa y la presión del gas desplazará el embolo a su posición inferior a gran velocidad. La cantidad de energía que se libera en ese desplazamiento incontrolado es tremenda y su transmisión a la estructura podría provocar accidentes en el personal de operación y en el propio equipo. Unos sensores especiales se instalan para detectar la rotura de cable. En caso de que esto ocurra, este sensor envía una señal a la válvula de seguridad para que cierre de inmediato y aísle el cilindro de su acumulador, parando el desplazamiento del embolo.

Unas electrobombas hidráulicas para el llenado del circuito y unos compresores completan el sistema.

El compensador pasivo ha sido empleado profusamente por su simplicidad, seguridad y la ausencia de accionadores hidráulicos o eléctricos que le hacen independiente de fuentes de energía externa. Con todo, los compensadores pasivos tienen las siguientes desventajas.

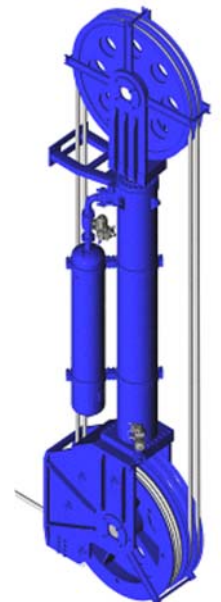
- Cuando se utiliza el compensador para operaciones de izado y posicionamiento de equipos sobre el fondo marino, el peso del cable de grúa largado se incrementa con la profundidad y por tanto se ha de añadir al peso soportado por los cilindros. Como ejemplo, el peso de un cable de 200 t de capacidad de carga alcanza los 40 kg/m de peso lineal. Para una profundidad de 2000 m la carga total se incrementa en 80 t y por tanto la capacidad del sistema se reduce de 200 t a 120 t.
- Al descender el equipo bajo el mar, la carga se incrementa por el peso del cable. Esto significa que la presión de las botellas de gas se ha de incrementar a la vez que descende la carga, lo que requiere mayor volumen y presión en el cilindro de gas de alta presión.
- El cable tiene una cierta elasticidad. Junto con la masa y dependiendo de la resistencia en el agua esto causará que el cable se comporte como un sistema masa-muelle. Las fuerzas del cable pueden alcanzar valores extremadamente altos. Aunque el sistema de compensación puede atenuar los efectos, las fuerzas remanentes pueden causar variaciones de esfuerzos no deseados.

Los valores estándar de diseño son:

Presiones. Máximas de 210 bar (3000 psi)

Acumuladores. De tipo pistón, con volúmenes entre 200 y 1200 dm³

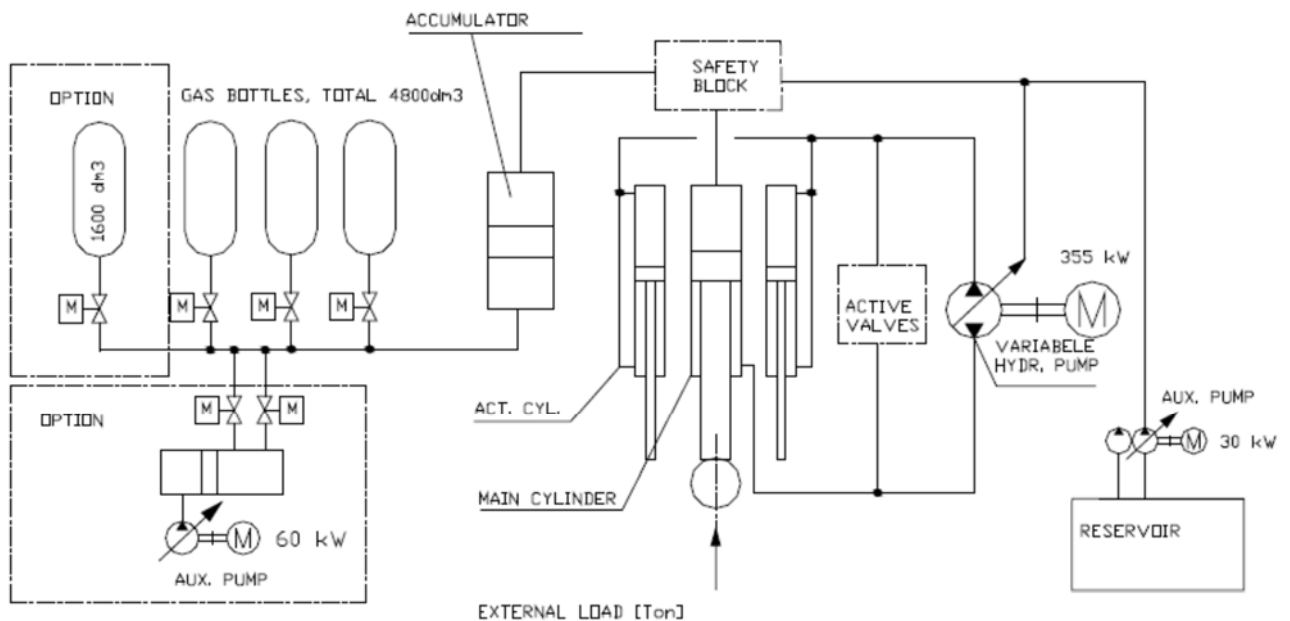
Botellas de gas. El volumen total requerido depende de la rigidez del sistema. Lo habitual es que se alcance el volumen agrupando botellas estándar de 50 dm³ conectadas por tubería.



1.2. COMPENSADOR ACTIVO

La desventaja del sistema de compensación pasivo es que la tensión del cable varía continuamente debido a la variación de presión en el sistema de gas y por la fricción del cable en las poleas. Esta variación de tensión puede alcanzar el 15 al 20% que es demasiado alto para maniobras de descenso de cargas al fondo marino. Otro problema del sistema pasivo es que la frecuencia natural del sistema masa/cable se iguala a la frecuencia natural de la plataforma.

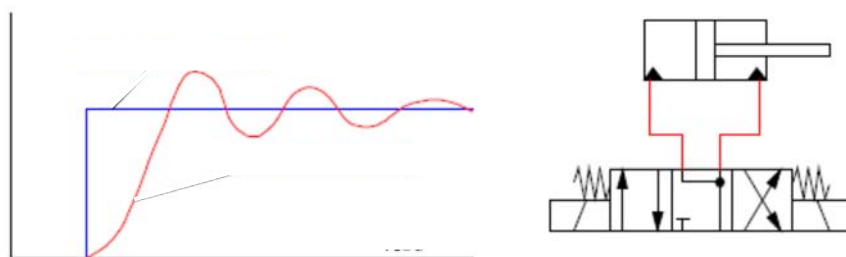
El sistema se pasivo se convierte en activo cuando se añade un sistema hidráulico adicional, como muestra el siguiente esquema.

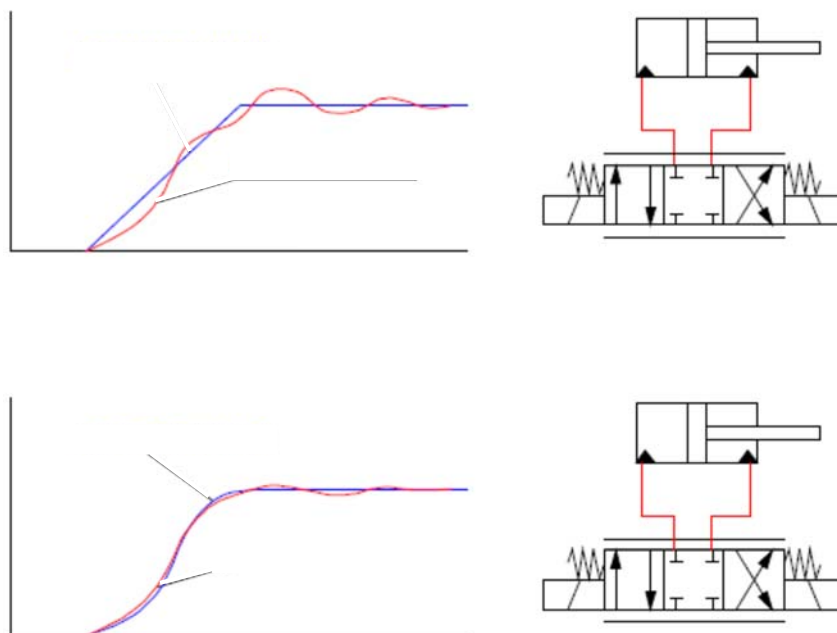


En este esquema se han añadido dos pequeños cilindros activos adicionales a cada lado del cilindro buzo. Estos cilindros pueden ser controlados por un circuito hidráulico cerrado asistido por una bomba de caudal variable.

El sistema de control del sistema activo de compensación recibe información de la unidad de referencia de movimiento, **MRU** ("Motion Reference Unit"). Los sensores de esta unidad proveen información sobre aceleraciones verticales, velocidad y arfada de la plataforma. Los cilindros activos se controlan en dirección opuesta a la posición actual de la plataforma en arfada. Si el sistema de control de posición actúa correctamente la posición del carro deslizante será neutral. Además de la bomba de caudal variable, se puede incluir en el sistema un bloque de control de válvulas proporcionales o servo válvulas. El bloque de válvulas se utiliza para habilitar o deshabilitar el uso de la parte activa del sistema. Por ejemplo si hay un fallo en el suministro de energía, el bloque de válvulas activas debe inmediatamente puentear las dos cámaras de los cilindros activos para que quede el sistema como pasivo.

El comportamiento dinámico de un sistema activo de compensación dependerá del sistema de control que se aplique. En los ejemplos a continuación se representa la respuesta del sistema (curva en rojo) respecto de la consigna (curva en azul), con el empleo de válvulas de corredera y proporcionales. En este ejemplo el comportamiento del sistema depende mucho más de la rigidez del aceite hidráulico. Un cilindro hidráulico conectado a una masa se comporta como un sistema masa-muelle de segundo orden.





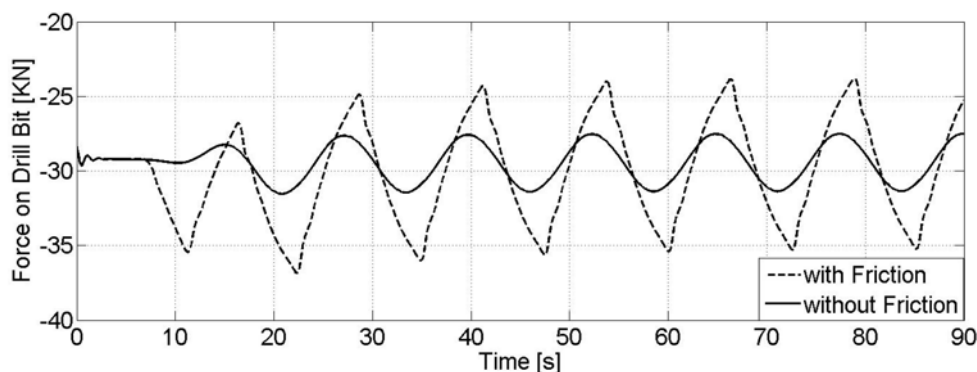
En un sistema de compensación de arfada activo, los cilindros activos o ecualizadores, se controlan con un sistema de retroalimentación basado en la posición del cilindro, position feedback system. La válvula hidráulica proporciona un flujo hidráulico al cilindro, actuada por la señal de control como señal de entrada. El cilindro se mueve con una velocidad. Después de un tiempo el cilindro alcanza una nueva posición la posición del cilindro es medida con un traductor de posición. La señal de este traductor es usada como feedback para compararla con la posición deseada que requiere el MRU.

Los dos principales parámetros cuando se diseña un equipo de compensación de arfada son la *carrera máxima* y la *velocidad máxima de respuesta*. La modelización de la acción de las olas como una función de seno se considera adecuada para representar satisfactoriamente estos parámetros.

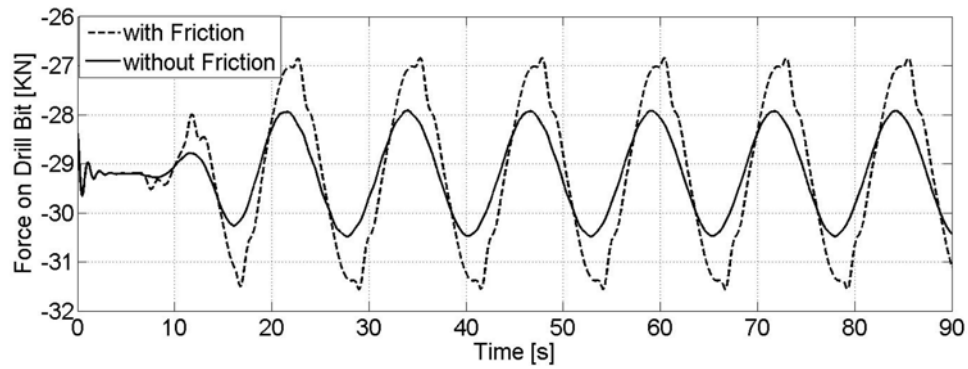
$$Z_h(t) = \Delta Z_h \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi \cdot t}{T}\right) \quad \text{ec. 5}$$

Donde ΔZ_h es la amplitud y T es el periodo de la ola. La fuerza de los cilindros ecualizadores depende de su geometría y la presión del cilindro buzo (véase la interconexión en el diagrama de principio). Los compensadores activos y pasivos ajustan la distancia ente la plataforma y el bloque de corona instalado sobre el carro deslizante.

En los gráficos siguientes se representa la fuerza axial sobre la broca de una línea de perforación instalada bajo un sistema de compensación de arfada en su versión pasiva y activa, con y sin considerar los efectos de fricción hidráulica en el circuito de control y accionamiento.



Fuerza en la cabeza de perforación con sistema de compensación pasivo. [Ref. 2](#)



Fuerza en la cabeza de perforación con sistema de compensación activa. [Ref. 2](#)

Estas gráficas se han calculado en la [Ref. 2](#) con un modelo senoidal. Las variaciones de carga son más pronunciadas en el modelo pasivo que en el activo. Se ha de evitar a toda costa que la broca exceda las cargas admisibles, que pueden producir rotura por pandeos en la línea de perforación o que pierda el contacto con el fondo, con la consiguiente pérdida de productividad.

REFERENCIAS.

1. Offshore drilling rigs. <http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/60311>
2. The Effect of Friction in Passive and Active Heave Compensation of Crown Block Mounted Compensators. Jørgen Haaø, Steffen Vangen, Ilya Tyapin, Martin Choux, Geir Hovland, Michael R. Hansen. 2012
3. Introduction to Power drives in Offshore applications Passive and Active heave Compensation. ALBERS.



PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE.
SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

3. MODELIZACIÓN PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL FLOTADOR

3.1 PARAMETRIZACIÓN

3.2 MODELOS DE DIMENSIONAMIENTO

PAGINA EN BLANCO

3.1. PARAMETRIZACIÓN

- 1. EJES DE REFERENCIA
- 2. PARAMETRIZACIÓN SIMPLIFICADA
- 3. PARAMETRIZACIÓN DESARROLLADA
 - 3.1. PONTONES
 - 3.2. COLUMNAS ESTABILIZADORAS
 - 3.3. REFORZADO O BRACING

PAGINA EN BLANCO

PARAMETRIZACIÓN

La parametrización de las formas se requiere para la definición de las variables principales del diseño conceptual de la SSDR una vez definida su configuración, sus dimensiones, la aplicación de restricciones a estas dimensiones y la definición de los modelos matemáticos que calcularán esas variables para cumplir con una función objetivo en base a las restricciones impuestas.

Se han definido dos parametrizaciones para la configuración elegida, que serán de aplicación en las sucesivas etapas de definición de la plataforma.

Una primera parametrización simplificada será utilizada para aplicar los modelos matemáticos que definirán las dimensiones para unas funciones-objetivo básicas, de las que se obtendrán dimensiones y las relaciones entre ellas sobre las que se basa el modelo de desarrollo detallado.

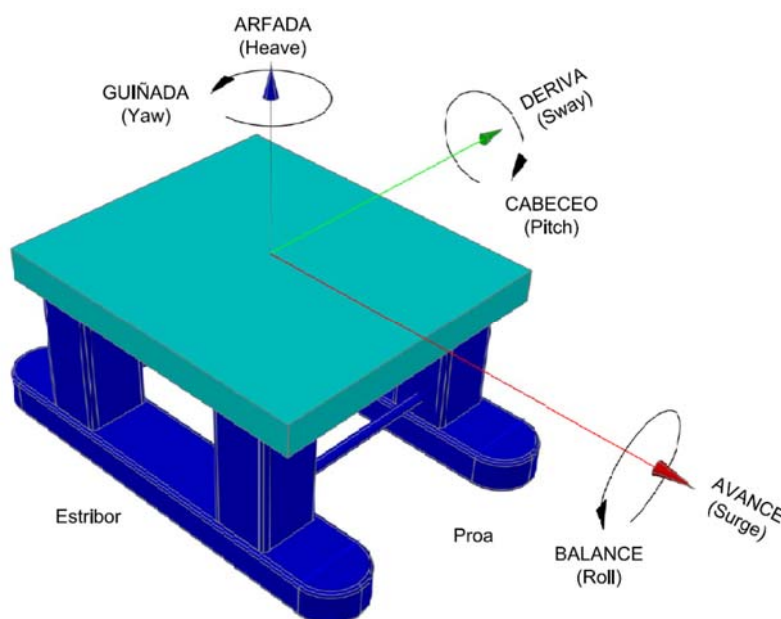
La segunda parametrización desarrollada sobre la anterior, que detallará más la geometría incluyendo nuevas variables que afinen las formas de la unidad y permitan llevar a cabo cálculos hidrostáticos e hidrodinámicos más detallados.

Junto con la parametrización, definiremos los ejes de referencia para este proyecto.

1. EJES DE REFERENCIA.

Conforme a la figura incluida en este apartado se definen los ejes de referencia ortogonales de aplicación en este proyecto.

- Eje X** Alineado con el eje de crujía de la semi-sumergible.
- AVANCE, positivo en sentido de proa, avance en condiciones de tránsito o remolque.
 - BALANCE, ángulo de balance, rotación alrededor del eje X, positivo cuando cae hacia estribor (regla de la mano derecha).
- Eje Y**
- DERIVA, positivo en sentido babor.
 - CABECEO, ángulo de cabeceo, rotación alrededor del eje Y, positivo cuando cae hacia proa (regla de la mano derecha).
- Eje Z**
- ARFADA, positivo en sentido vertical.
 - GUIÑADA, ángulo de guiñada, rotación alrededor del eje Z, positivo cuando la proa cae hacia babor (regla de la mano derecha).



Ejes de referencia en una SSDR

2. PARAMETRIZACIÓN SIMPLIFICADA

Se consideran los siguientes parámetros para la definición de cada una de las cuatro unidades estructurales en semi-sumergibles. Cada uno de los módulos estructurales se considerara paralelepédico. La plataforma se considera simétrica respecto de crujía y la sección media de eslora. Ambos pontones tienen las mismas secciones transversales entre sí, al igual que las torres. Para definir la sección horizontal de cubierta, los mamparos de proa-popa y costados de las columnas estabilizadoras limitaran la extensión de esta en los ejes X e Y. La línea de base coincide con el fondo de pontones. En cada dimensión, se indica con abreviatura en superíndice el módulo al que hace referencia.

1. PONTONES.

l^P = Eslora máxima de pontones, m.

b^P = Manga máxima de pontones, m.

h^P = Puntal máximo de pontones, m.

d^P = Distancia transversal entre ejes de pontones, m.

2. COLUMNAS.

l^C = Eslora máxima de columnas, m.

b^C = Manga máxima de columnas, m.

h^C = Puntal máximo de columnas, m.

d^C = Distancia longitudinal entre ejes de columnas, m.

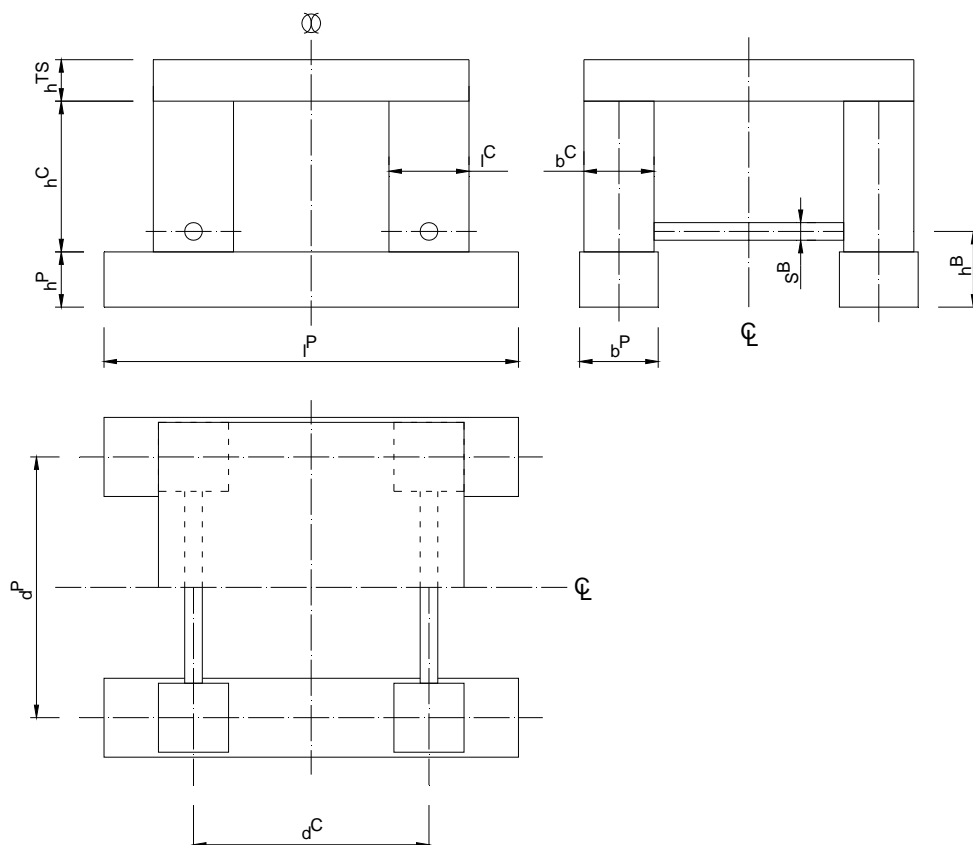
3. CUBIERTA O TOP SIDE.

h^{TS} = Altura de la sección de cubierta, m.

4. REFORZADO O BRACING.

h^B = Altura del eje de sección de bracing sobre la línea base, m.

S^B = Sección transversal del bracing, m^2 .



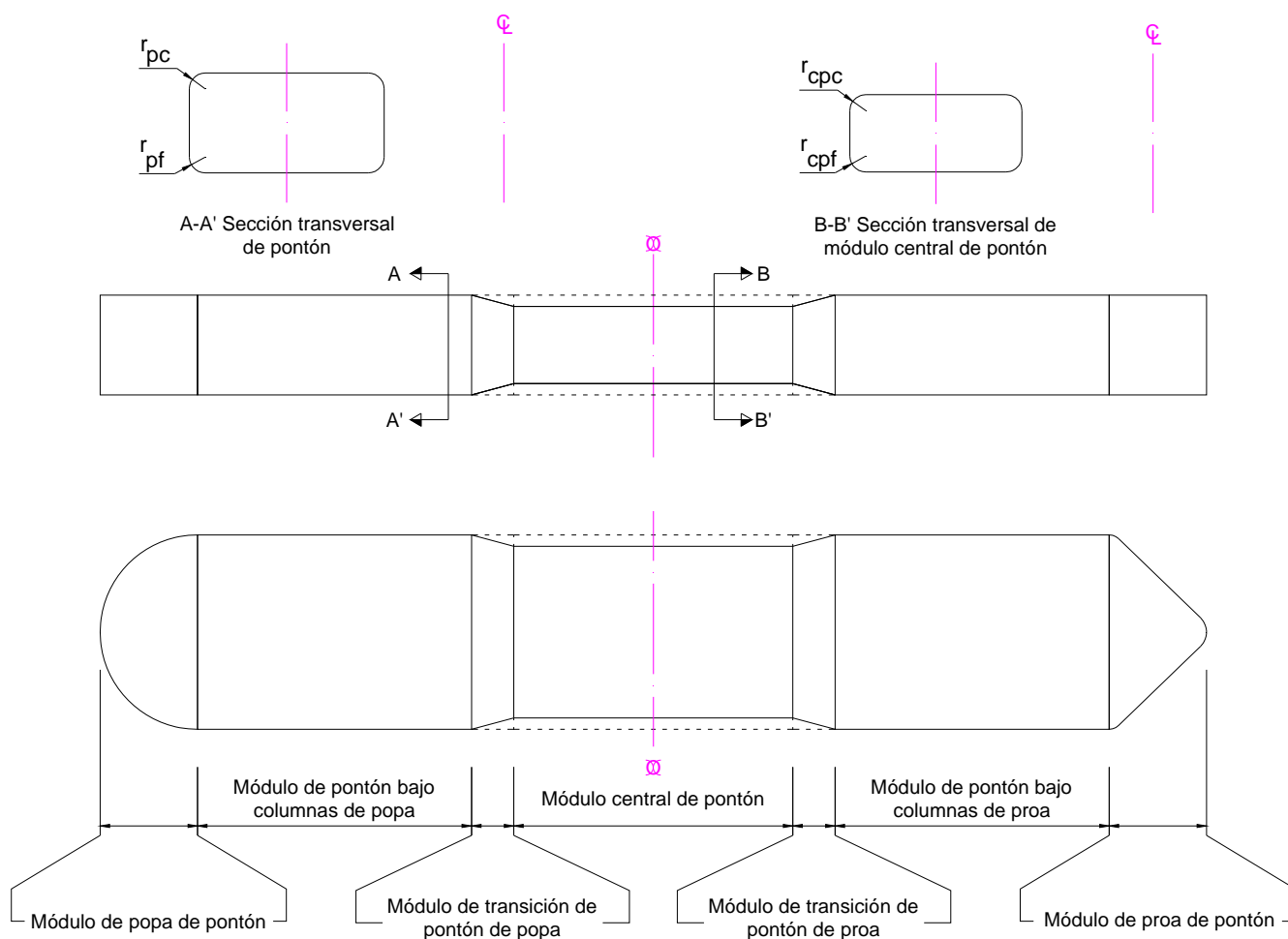
Parametrización simplificada de SDDR para dimensionamiento

3. PARAMETRIZACIÓN DESARROLLADA

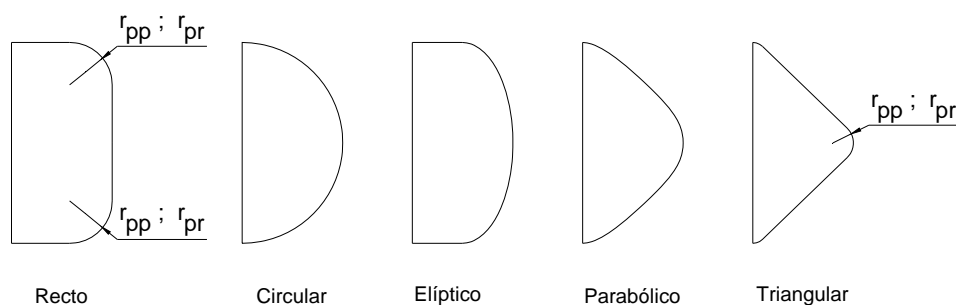
Una vez definidas las relaciones mínimas que se han de cumplir para alcanzar las funciones objetivo, se hace necesario el desarrollo de las formas para obtener una definición más avanzada. Con esta nueva definición de las formas se podrá obtener con mayor aproximación las características hidrostáticas, hidrodinámicas, de estabilidad y pesos del diseño final para valoración y validación de formas y proporciones. En cada dimensión, se indica con abreviatura en subíndice el módulo y posición al que hace referencia.

3.1. PONTONES

Cada uno de los pontones se ha subdividido en módulos para una mejor definición y afine de formas. En los extremos se disponen módulo de proa y popa. Estos módulos pueden tener diferentes secciones en la flotación. Bajo cada columna un módulo paralelepípedo de sección rectangular con radios de trancanil y pantoque en sus vértices. En el centro de la eslora un módulo también paralelepípedo cuya sección transversal puede ser de



DEFINICION DE SECCIONES HORIZONTALES DE EXTREMOS DE PONTÓN



Subdivisión modular de pontones y formas de extremos de pontón.

dimensión diferente a la de los módulos bajo columnas, con vértices redondeados. Este módulo puede presentar excentricidad respecto a los pontones bajo columnas, tanto en el eje Z, vertical, como en el eje Y, lateral. Entre este módulo y los módulos de torre, se disponen otros dos de transición en forma truncada recta, cuyas secciones extremas coinciden con las de los módulos contiguos. Los valores de las dimensiones de cada módulo pueden convertir cada pontón en un paralelepípedo de sección continua, prisma rectangular, o en un prisma de secciones variables a lo largo de la eslora. La definición de las secciones de extremos de pontón se ha escogido en base a las conclusiones del [Anexo 2.2-1](#).

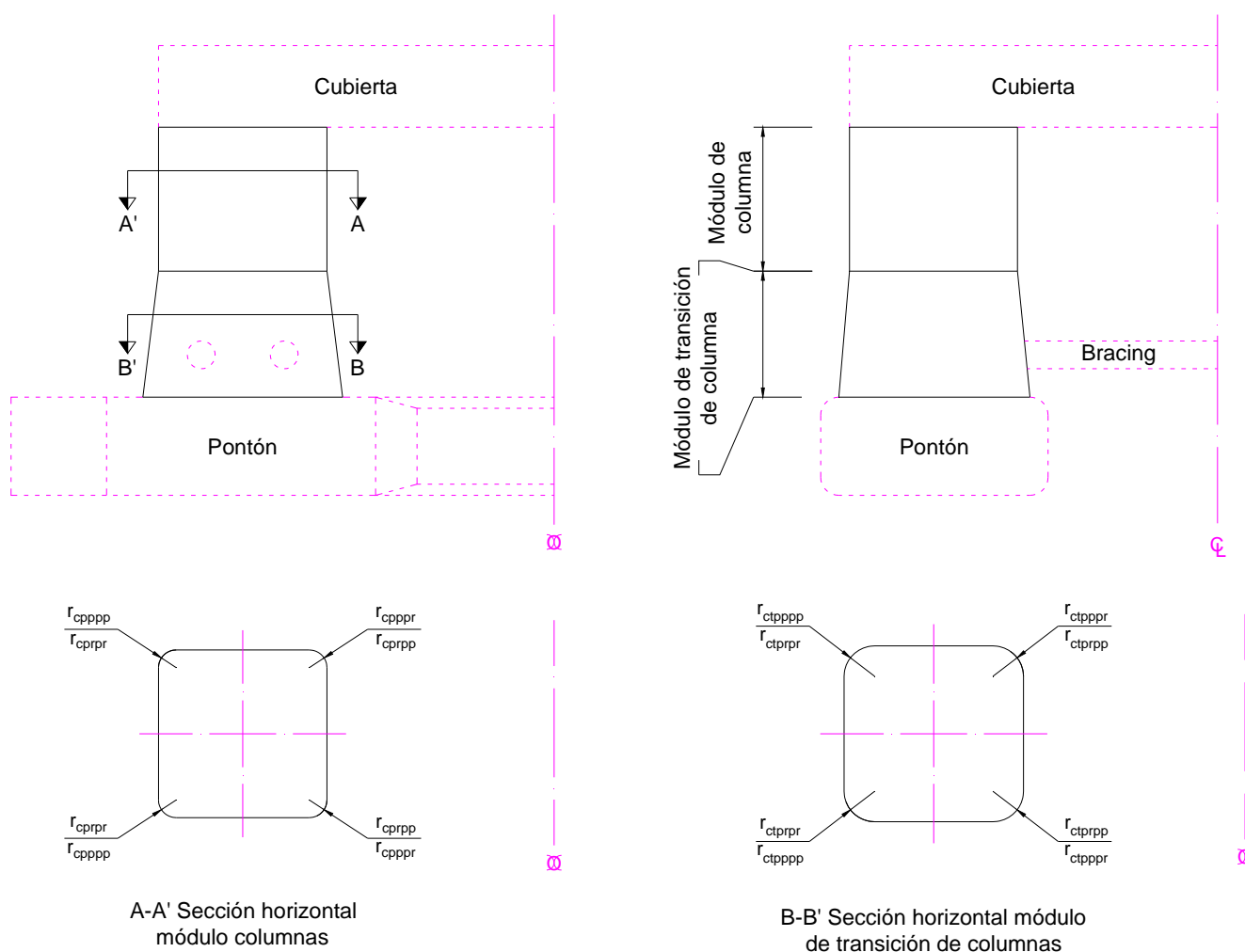
Esta modulación del pontón recoge las tendencias actuales en la optimización de semi-sumergibles desde el punto de vista hidrodinámico y estructural, aunque no sea lo óptimo desde el punto de vista constructivo y económico.

Las dimensiones se detallan en el modelo del apartado 3.1.3.5.

3.2. COLUMNAS ESTABILIZADORAS

Las columnas estabilizadoras se han dividido en dos módulos para la parametrización de formas. Un módulo de transición entre cubierta de pontón y módulo de columna, aporta transición estructural y mayor superficie de flotación durante la inmersión, para garantizar una estabilidad positiva en el punto crítico de paso entre flotación de pontones y la flotación reducida de columnas estabilizadoras. Su sección horizontal varía linealmente en todo su puntal entre cubierta de pontón y base del módulo de columna. El módulo de columna, de sección constante en toda su altura, instalado sobre el anterior, soportará la cubierta de la SSDR. Ambos módulos pueden tener excentricidad entre ellos. Los vértices de las secciones horizontales de ambos módulos se consideraran redondeadas.

Las dimensiones se detallan en el modelo del apartado 3.1.3.5.

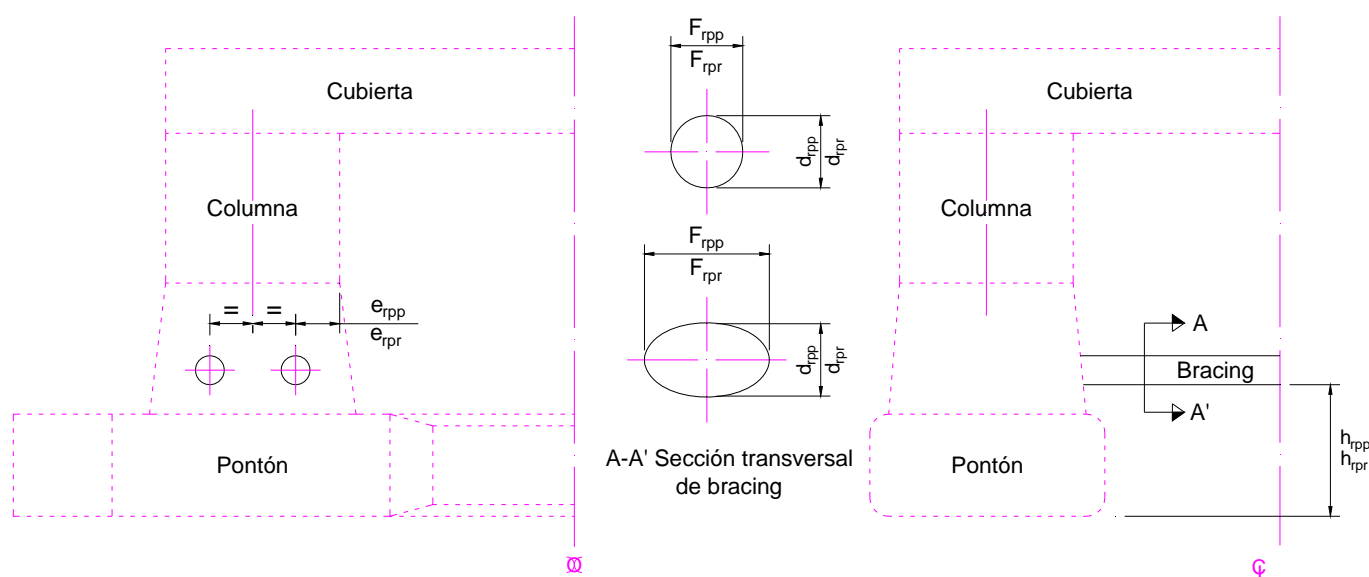


Subdivisión modular de columnas estabilizadoras.

3.3. REFORZADO O BRACING.

El reforzado entre columnas estabilizadoras o bracing tiene contribución en la reserva de flotabilidad y resistencia al avance durante la inmersión en operación o supervivencia, así como en la respuesta dinámica a las acciones marinas, al contribuir sus planos horizontales en el incremento de masa añadida. El bracing a efectos de cálculo de formas se considera como un cilindro horizontal que se extiende transversalmente entre los mamparos interiores de las columnas, entre bandas. La sección transversal de este perfil se ha considerado elíptica, pasando a circular al igualar sus semiejes, y constante en toda su longitud para este estado de diseño. Se considera la posibilidad de incluir más de un refuerzo entre columnas.

Las dimensiones se detallan en el modelo del apartado 3.1.3.5.



Definición modular de reforzado o bracing entre columnas estabilizadoras.

3.4. CUBIERTA.

La cubierta de SSDR se considera parte del casco de la unidad. Se modela como un prisma rectangular cuyos mamparos longitudinales y transversales exteriores son coincidentes con los mismos de las torres estabilizadoras, y de altura constante. Se apoya sobre el tope de columnas estabilizadoras. En la cubierta se practica un hueco diáfano que atraviesa todo el canto de la cubierta, conocido como moonpool por donde los equipos de perforación, control y mando se dirigen al fondo marino. Este moonpool se considerará centrado en la cubierta de SSDR en la fase de dimensionamiento conceptual.

Las dimensiones se detallan en el modelo del apartado 3.1.3.5.

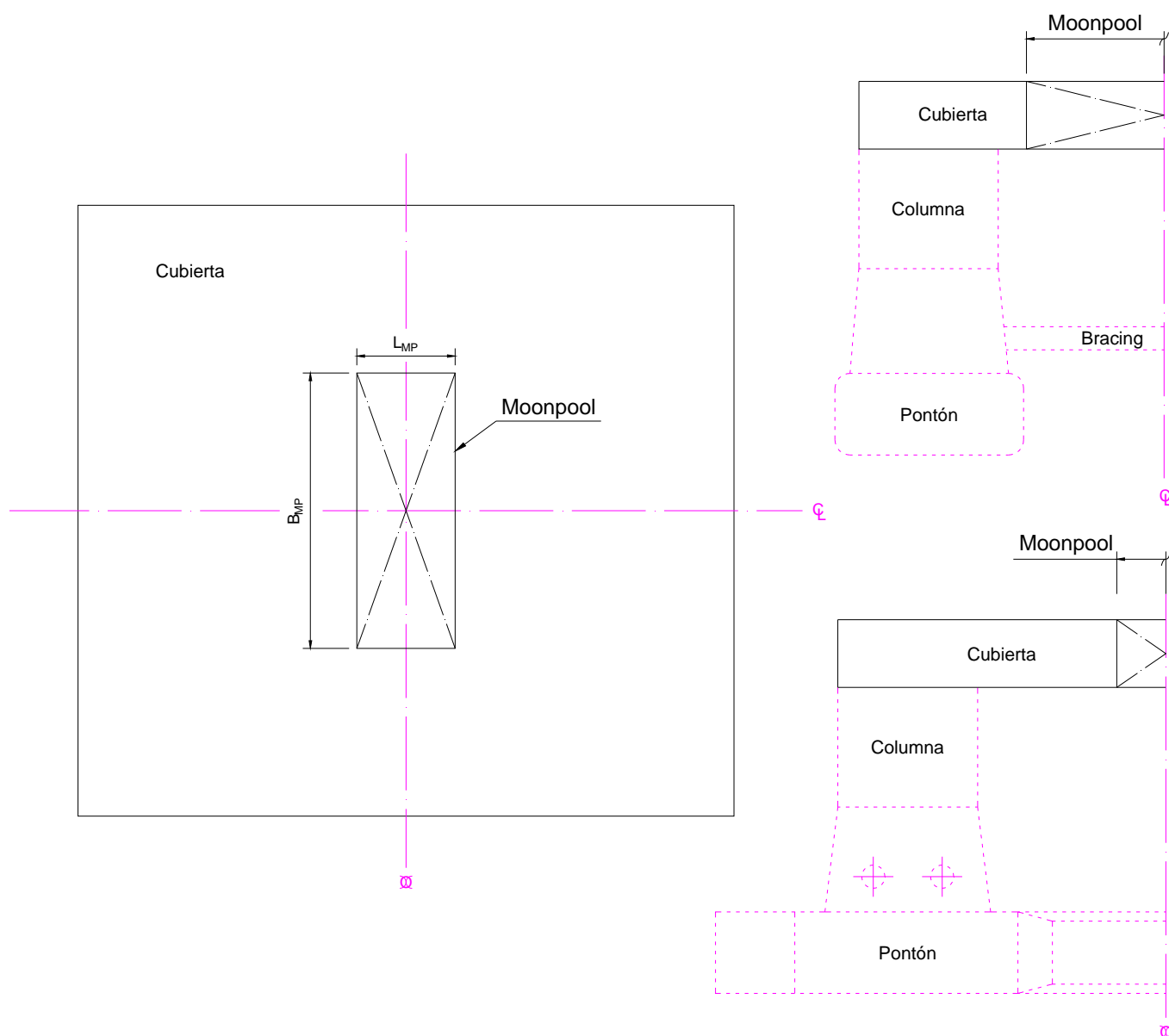
3.5. MODELO PARAMETRIZADO.

Se presenta a continuación el modelo completo de SSDR con las dimensiones de parametrización desarrollada. Sobre este se han representado las líneas de calado correspondientes a las tres condiciones operativas a estudiar en el estudio de una semi-sumergible para perforación e intervención.

Las dimensiones representadas son variables de diseño de las que se hará depender el resto de parámetros y características geométricas, pesos y estabilidad, respuesta dinámica a las acciones del mar y viento, etc, que permitirán afinar la definición dimensional de la unidad.

Este modelo permite la definición asimétrica entre columnas de proa y popa, aunque se mantiene su simetría respecto a crujía.

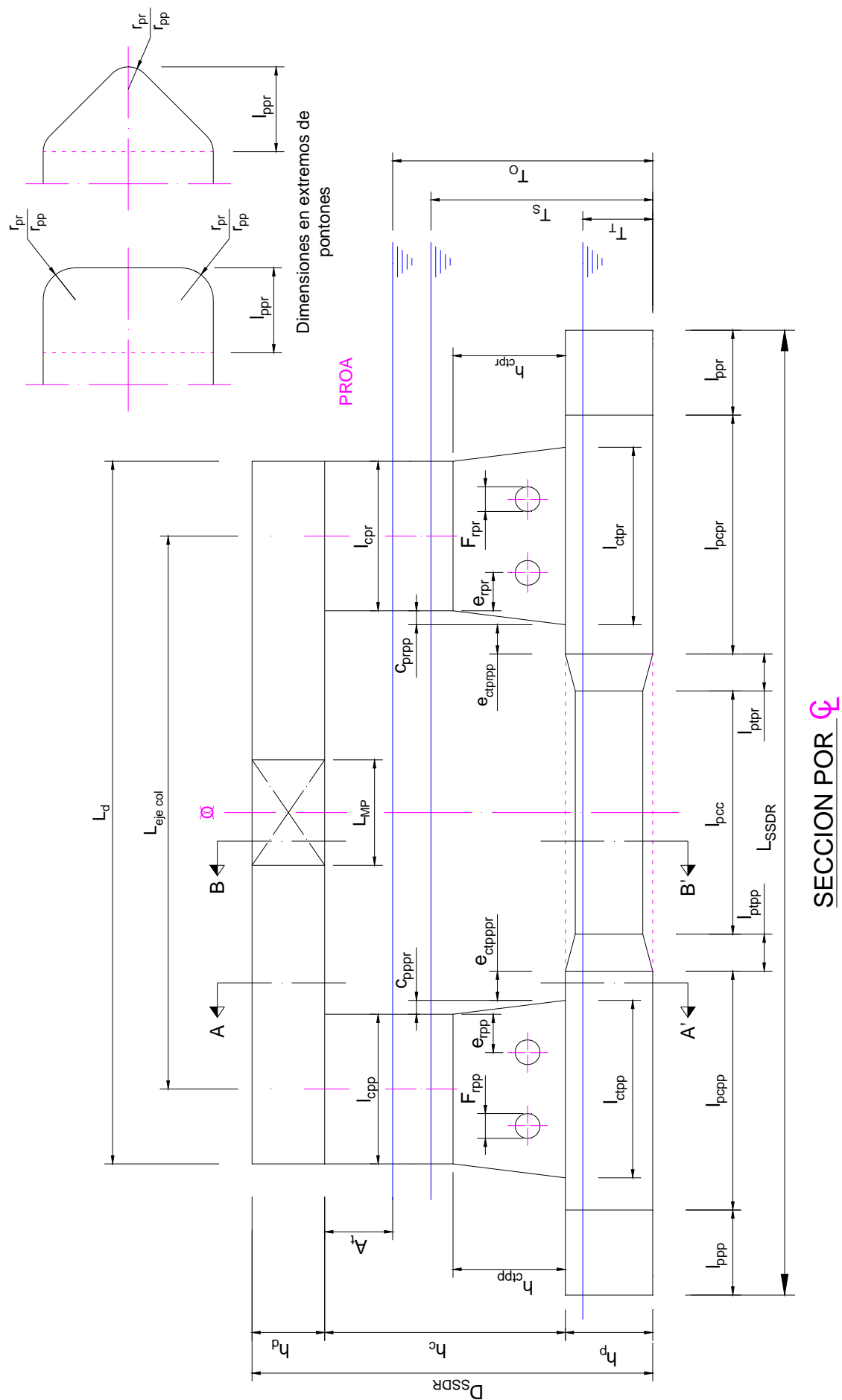
Asimismo admite la definición asimétrica del pontón respecto a la cuaderna maestra, variando las dimensiones de los correspondientes módulos a cada lado de esta. Se mantiene igualmente la simetría transversal respecto



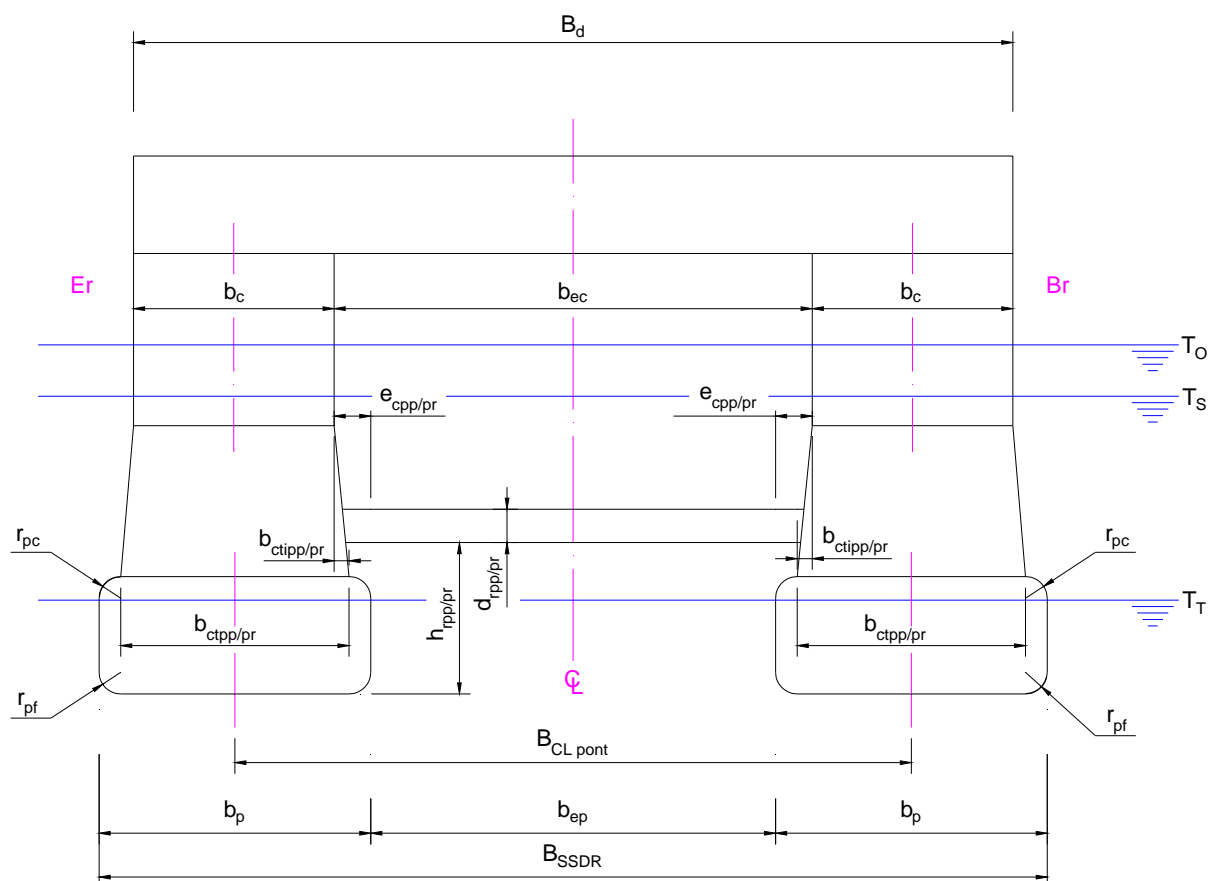
Definición modular de cubierta de SSDR.

a la línea de crujía de la SSDR. El módulo central de pontón admite excentricidad vertical y transversal respecto al eje longitudinal del pontón, para mejor distribución de masas.

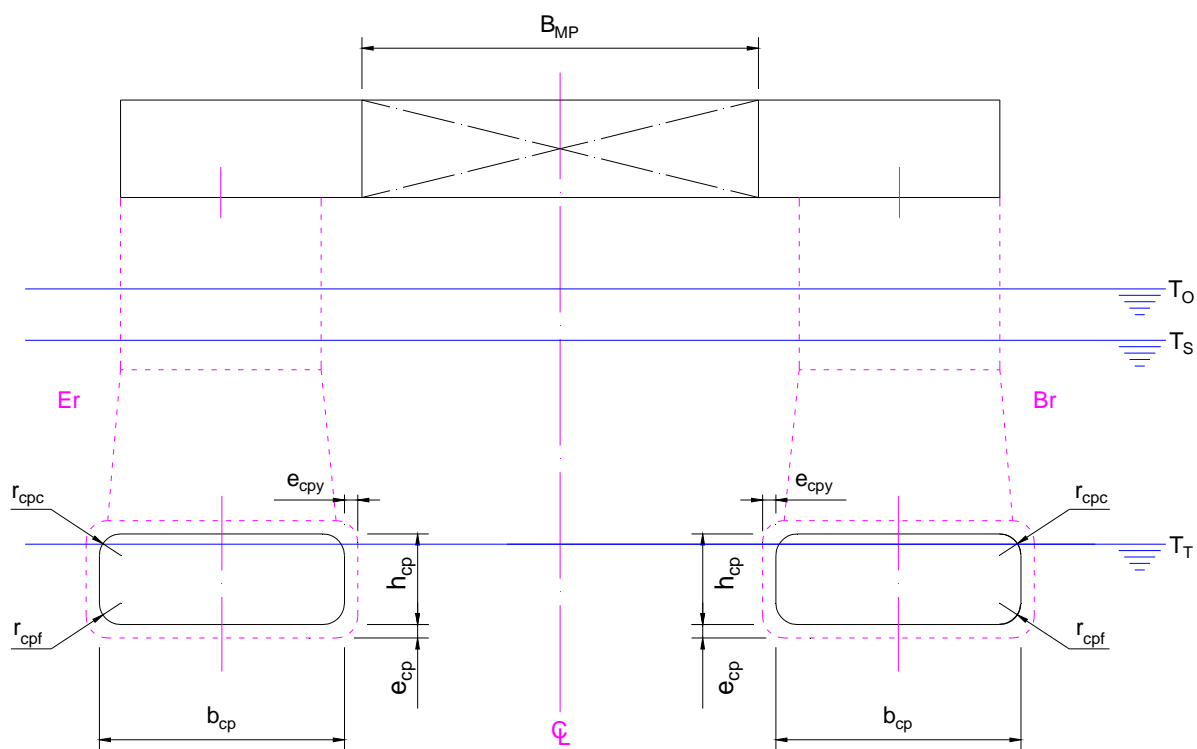
Se ha incluido al final de este capítulo, la lista de parámetros con su descriptor.



Dimensiones en sección longitudinal de parametrización ampliada



SECCION A-A'



SECCION B-B'

Dimensiones en secciones transversales de parametrización ampliada

DESCRIPTOR DE PARÁMETROS EN LA PARAMETRIZACIÓN AMPLIADA DE SSDRs.

Para su identificación referirse a las secciones del plano de parametrización.

Localización	Definición de parámetro	Símbolo
SSDR	Eslora máxima de pontones de SSDR	L_{SSDR}
	Manga máxima fuera de pontones de SSDR	B_{SSDR}
	Puntal a cubierta de carga	D_{SSDR}
	Manga entre centros de pontones	$B_{CL\ pont}$
	Eslora entre centros de columnas	$L_{eje\ col}$
	Eslora en cubierta de carga	L_D
	Manga en cubierta de carga	B_D
	Air gap en flotación a fondo de casco elevado	A_T
Extremo de popa	Eslora del extremo de popa	l_{ppp}
	Radio de codaste en el extremo de popa	r_{pp}
	Formas de las líneas de agua del extremo de popa	-
Pontón bajo columnas de popa	Manga de pontones	b_p
	Puntal de pontones	h_p
	Radio de trancanil en pontones	r_{pc}
	Radio de pantoque en pontones	r_{pf}
	Eslora de pontón bajo columnas de popa	l_{pcpp}
Transición de pontones a popa	Eslora del bloque de pontón de transición de popa	l_{ptpp}
Pontón central	Manga de sección en pontón central	b_{cp}
	Puntal de sección de pontón central	h_{cp}
	Radio de trancanil de sección en pontón central	r_{cpc}
	Radio de pantoque de sección en pontón central	r_{cpf}
	Elevación del fondo respecto a la línea base	e_{cp}
	Excentricidad de sección en pontón central, respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cpy}
	Eslora de pontón central	l_{pcc}
Transición de pontones a proa	Eslora del bloque de pontón de transición de proa	l_{ptpr}
Pontón bajo col. de proa	Eslora de pontón bajo columnas de proa	l_{pcpr}
Extremo de proa	Eslora del extremo de proa	l_{ppr}
	Radio de la roda en el extremo de proa	r_{pr}
	Formas de las líneas de agua del extremo de proa	-
	Manga entre mamparos interiores de pontones	b_{ep}
Bloque de transición de columnas a popa	Manga de transición columna en conexión con pontón	b_{ctpp}
	Eslora de transición columna en conexión con pontón	l_{ctpp}
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r_{ctpppr}
	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r_{ctpppp}
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa del pontón bajo columna	e_{ctpppr}
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa de la columna	c_{pppr}
	Distancia transversal desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b_{ctipp}
	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h_{ctpp}

Columnas a popa	Manga de columnas a popa	b_{cpp}
	Eslora de columnas a popa	l_{cpp}
	Radio de cantos de sección a proa	r_{cpppr}
	Radio de cantos de sección a popa	r_{cpppp}
	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cpp}
	Altura de columnas sobre cubierta de pontones	h_c
Columnas a proa	Manga de columnas a proa	b_{cpr}
	Eslora de columnas a proa	l_{cpr}
	Radio de cantos de sección a proa	r_{cprpr}
	Radio de cantos de sección a popa	r_{cprpp}
	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cpr}
Bloque de transición de columnas a proa	Manga de transición columna en conexión con pontón	b_{ctpr}
	Eslora de transición columna en conexión con pontón	l_{ctpr}
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r_{ctprpr}
	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r_{ctprpp}
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa del pontón bajo columna	e_{ctprpp}
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa de la columna	c_{prpp}
	Distancia transversal desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b_{ctipr}
	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h_{ctpr}
Bracing entre columnas de popa	Numero de refuerzos entre columnas a popa	N_{rpp}
	Sección típica del bracing entre columnas de popa	-
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d_{rpp}
	Eslora máxima de la sección de bracing	F_{rpp}
	BOP del bracing respecto de la línea base	h_{rpp}
	Posición longitudinal del eje del bracing a proa, respecto al mamparo de proa de las columnas de popa	e_{rpp}
Bracing entre columnas de proa	Numero de refuerzos entre columnas a proa	N_{rpr}
	Sección típica del bracing entre columnas de proa	-
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d_{rpr}
	Eslora máxima de la sección de bracing	F_{rpr}
	BOP del bracing respecto de la línea base	h_{rpr}
	Posición longitudinal del eje del bracing a popa, respecto al mamparo de popa de las columnas de proa	e_{rpr}
Cubierta	Puntal de cubierta	H_D
	Eslora del moonpool	L_{MP}
	Manga del moonpool	B_{MP}

3.2. MODELOS DE DIMENSIONAMIENTO

- 1. MODELO MATEMÁTICO PARA
OPTIMIZACIÓN DE SSDRs EN ECEL**
- 2. MODELO MATEMÁTICO PARA
DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs EN
EXCEL**

PAGINA EN BLANCO

3.2.1. MODELO MATEMÁTICO PARA OPTIMIZACIÓN DE SSDRs EN EXCEL

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. OPTIMIZACIÓN

1.1. SOLVER

2. PRESENTACIÓN INTERACTIVA. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

2.1. FORMULARIO “MODELO”

2.1.1. ENCABEZADO

2.1.2. PARÁMETROS

2.1.2.1. DIMENSIONALES

2.1.2.2. OPERATIVOS

2.1.2.3. ESTABILIDAD

2.1.2.4. PESOS

2.1.3. PIE DE FORMULARIO

2.2. MODELO MATEMÁTICO

2.2.1. MODELO MATEMÁTICO

2.2.2. LANZAMIENTO DE LA OPTIMIZACIÓN

PAGINA EN BLANCO

MODELO MATEMÁTICO PARA OPTIMIZACIÓN DE SSDRs EN EXCEL

Para la evaluación inicial de las dimensiones y relaciones principales de una SSDR en función de un objetivo definido, se ha diseñado un modelo matemático de optimización, implementando una herramienta interactiva en Excel que, en base a una parametrización matemática simple de las formas de una semi-sumergible, permite obtener de forma rápida las dimensiones óptimas definidas en esa parametrización.

En el presente capítulo se presentan una breve introducción al modelo matemático de optimización y las instrucciones de uso de la herramienta.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. OPTIMIZACIÓN.

El problema que se presenta durante la fase inicial de dimensionamiento de cualquier unidad flotante es la obtener unas dimensiones y formas óptimas para cumplir con los objetivos contratados, diseñar para la operación.

El proceso de diseño se desarrolla en espiral, con retornos a los puntos iniciales de decisión conforme se avanza en la definición y se imponen a las variables de decisión mayores restricciones, o como consecuencia de la variación en los parámetros de diseño.

El iniciar un proceso de dimensionamiento con unas relaciones dimensionales que aseguren el cumplimiento futuro de ciertas restricciones clave minimiza las reiteraciones y la improductividad.

El desarrollo de modelos de optimización matemática está plenamente instalado en los manuales de decisión de cualquier compañía en la actualidad. La aplicación eficaz de un modelo matemático de optimización en cualquier ámbito de decisión está sujeto a las siguientes consideraciones, entre otras:

- Disponibilidad de las variables de decisión del proceso a ser modelizadas matemáticamente y relacionadas entre sí en una función objetivo.
- Capacidad de reproducir la realidad que se quiere modelar. Modelos con limitaciones o con variables que le hacen inestables frente a mínimas variaciones no son aconsejable.
- Simplicidad.
- La eficacia de un procedimiento de cálculo matemático que consiga encontrar los valores óptimos para cada problema. Existe software en la actualidad con diferentes niveles de complejidad, para aplicaciones específicas o generalistas.

En el ámbito marino la optimización de las formas de un buque rápido tendrá como objetivo obtener la menor resistencia al avance para conseguir la mayor velocidad con la mínima potencia. Otro modelo para la misma aplicación sería obtener la máxima velocidad, sin restricciones de potencia, pero fijando una eslora límite para un desplazamiento determinado.

Los modelos de optimización admiten toda clase de planteamientos. En base a esta deducción la decisión principal a la hora de decidir en optimización será decidir cuál es el objetivo y cuáles son las restricciones. Esta es la decisión más difícil en la consecución final de objetivos eficientes.

El método matemático para solucionar el problema planteado se habrá de elegir en función de las características del problema planteado. Los modelos suelen ser no lineales y convexos. Encontrar una solución óptima global es poco menos que imposible en estos problemas, aunque el software disponible en el mercado puede ofrecer soluciones admisibles ajustables a la entidad del problema planteado. Por simplicidad y facilidad de uso, en este proyecto vamos a utilizar el módulo Solver de Excel.

El dimensionamiento de una SSDR debe de cumplir en esencia con las capacidades contratadas. La profundidad máxima de operación, la profundidad máxima de perforación, las condiciones meteoceánicas límites de operación y la polivalencia operacional, son los cuatro principales requerimientos de proyecto desde donde se comienza el desarrollo conceptual de una SSDR.

A continuación se avanza con los requerimientos operativos propios del armador, como el sistema de perforación a instalar, sistema de mantenimiento de la posición, etc. Estos requerimientos obligan a conocer o a tener una aproximación de los equipos, pesos y espacios requeridos para dar cabida a todos estos sistemas. Una SSDR es esencialmente una unidad que se concibe como una plataforma que moviliza y posibilita la distribución eficaz de unos equipos tecnológicos específicamente desarrollados para desarrollar actividades offshore que han de ser económicamente rentables. Por tanto el mejor diseño será aquel que se realice en conocimiento de los equipos que se han de instalar en la unidad. Esto es realmente una utopía en el desarrollo de proyectos multidisciplinarios, ya que no es posible obtener toda la información necesaria de cada una de las disciplinas en el momento requerido que permita resolver las interferencias creadas entre ellas a tiempo.

No obstante, los proyectos se concluyen y se ha de ser capaz de encontrar soluciones de compromiso que permitan avanzar. En este sentido, las SSDRs se definen por unos parámetros principales que son generalmente aceptados, desde los que se inicia la definición de la unidades. Estos parámetros se verán influenciados mas adelante por decisiones que harán de cada diseño un modelo específico. Como en todo proyecto, si todos los parámetros y decisiones fueran los mismos, todas las soluciones también lo serían, concluyendo en un mundo monocromo.

Los parámetros de partida para el diseño de una SSDR se pueden reducir a cinco:

- Superficie de cubierta.
- Capacidad de carga sobre cubierta, VDL (Variable Deck Load).
- Air-Gap mínimo garantizado entre fondo de cubierta y superficie marina.
- Características dinámicas en operación. Minimización de los movimientos de arfada, cabeceo y balance.
- Condiciones de estabilidad segura en todas las situaciones de operación (variación de calados)

Las dos primeras están relacionadas pero representan conceptos diferentes. La superficie de cubierta provee de espacios para la distribución de los diferentes equipos requeridos en las operaciones de perforación offshore, áreas de acopio, zonas de paso y preparación. Además está directamente ligado con el espacio disponible bajo cubierta, por tanto, capacidades, espacios de máquinas, áreas de proceso y preparación del fluido de perforación, acomodación, etc. Unidades que han de perforar a grandes profundidades necesitan equipos más voluminosos. Además se requieren más tubulares para alcanzar mayores profundidades. Por tanto está íntimamente ligada la superficie disponible de cubierta con la capacidad de perforar a grandes profundidades. VDL se puede asemejar al peso de carga útil. Representa la capacidad de portar pesos en posiciones elevadas respecto de la línea base. Para misiones remotas, la capacidad de portar más acopios o los acopios mínimos, reduciendo los re-abastecimientos en el mar mejoran la explotación económica de la unidad.

Air Gap mínimo se ha de mantener para evitar el slamming en el fondo de cubierta. Unas condiciones de mar extremas podrán requerir el diseño de unidades más altas, manteniendo unas condiciones dinámicas que reduzcan al máximo la arfada y movimientos de la SSDR.

La estabilidad se ha de mantener en cualquier condición, con mar en cualquier dirección y sentido. Al ser unidades que están estacionarias, y el mar puede venir en cualquier dirección es requerido el estudio de estabilidad en el ángulo crítico. Suelen ser las SSDRs unidades con un elevado grado de simetría en flotación de inmersión, por lo que presentan mejores condiciones a mares variables que los monocascos.

Fijados los parámetros principales de diseño. Nos queda fijar el objetivo. La reducción del coste total de inversión frente a unas condiciones de operación prefijadas es hoy por hoy el objetivo final de cualquier decisión estratégica en las empresas del sector. Nuestro objetivo se fijará en la reducción del CAPEX, aplicando a la construcción y diseño del flotador las restricciones en el diseño que lo hagan más económico.

Además de otros factores como pueden ser calidades, costes indirectos, zona de construcción, estrategias de armamento, complejidad del diseño, etc, el principal indicativo del coste de una estructura metálica es su peso global. El peso de una estructura volumétrica como es el caso de la construcción naval, dependerá de sus

dimensiones y de su densidad de peso. Por tanto se podrá relacionar el peso con las dimensiones de la SSDR mediante los volúmenes de sus diferentes secciones. Estos volúmenes estarán definidos a su vez por las formas, la disposición y las dimensiones finales. Con esto tendremos:

- Función objetivo = minimización del peso estructural del casco de la SSDR
- Variables de decisión = dimensiones principales
- Parámetros, entre otros = peso por unidad de volumen de la estructura, estabilidad en todas las condiciones de operación, área se cubierta mínima, VDL, air gap mínimo y minimización de los movimientos en el plano vertical.

A continuación se ha de relacionar con funciones matemáticas las dimensiones principales con los parámetros de diseño y definir los límites de aceptabilidad para las variables de decisión y los parámetros. Por último se han de fijar las relaciones de dependencia y restricciones entre las variables de decisión y los parámetros.

Las relaciones del modelo se han incluido en el apartado 2 de este capítulo.

En la teoría de optimización, se describe un problema usando una modelización matemática para obtener la mejor solución entre varias alternativas en función de la información disponible.

La optimización contiene una función objetivo que es maximizada o minimizada alternando valores de las variables de decisión. El problema está sujeto a ciertas restricciones a ser satisfechas.

1.1. SOLVER

El algoritmo utilizado por Solver para problemas no lineales que se va a aplicar es el de Gradiente Reducido Generalizado (GRG), en la versión GRG2. Básicamente parte de una solución factible conocida como punto inicial. El algoritmo intenta entonces moverse, a partir de este punto, en una dirección a través de la región factible, de tal forma que el valor de la función objetivo mejore. Tomando un salto o movimiento determinado en dicha dirección, se pasa a una nueva solución factible mejorada. De nuevo, el algoritmo identifica una nueva dirección factible, si existe, y un salto determinado avanzando hacia una nueva solución factible mejorada. El proceso continúa hasta que el algoritmo alcanza un punto en el cual no existe una dirección factible para moverse que mejore el valor de la función objetivo. Cuando no hay posibilidad de mejora, o el potencial para tal mejora es arbitrariamente pequeño, el algoritmo finaliza. En ese momento la solución es un óptimo local, y por tanto no necesariamente global. En este sentido, es preciso tener en cuenta dos características de las soluciones obtenidas al resolver un programa no lineal con Solver:

- El algoritmo puede finalizar en un óptimo local que puede no ser el óptimo global del problema.
- El óptimo local en que finaliza el algoritmo depende del punto inicial.

En los programas no lineales no se puede determinar fácilmente el grado de alejamiento entre el óptimo local y el global, dado que no existe un método genérico para obtener cotas del valor de la función objetivo.

Sin embargo, muchos programas no lineales tienen óptimos locales únicos que, por definición, necesariamente deben ser globales. Por ejemplo, las siguientes condiciones garantizan, si existe, que el óptimo es global:

- Función objetivo de máximo y cóncava, o el logaritmo de la función objetivo cóncava, con restricciones lineales.
- Función objetivo de mínimo y convexa, con restricciones lineales.

No obstante, en general, no conoceremos si la solución obtenida es un óptimo global.

Como consecuencia, se suele intentar la prueba de iniciar el algoritmo desde diferentes puntos para determinar si el problema tiene diferentes soluciones óptimas. Este procedimiento suele revelar la existencia de un determinado óptimo global, si existe, pero no es un método de total fiabilidad. Dado el carácter de las soluciones de los programas no lineales es importante tener en cuenta los mensajes que proporciona Solver:

- Solver ha encontrado la solución. Todas las restricciones y condiciones óptimas están satisfechas. En este caso habrá encontrado un óptimo local, que no necesariamente será global. Matemáticamente, este mensaje indica que las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker para óptimos locales han sido satisfechas. Salvo en un problema con un solo óptimo global, se debería ejecutar Solver desde diferentes puntos iniciales para incrementar la seguridad sobre la globalidad del óptimo.
- Solver ha convergido hacia la solución actual. Todas las restricciones están satisfechas. En este caso el valor de la función objetivo cambia muy lentamente en las últimas iteraciones. La opción «Convergencia» controla este proceso. El algoritmo termina si el cambio relativo en el valor de la función objetivo durante varias iteraciones es menor que el factor de convergencia. Si se intuye que Solver finaliza demasiado rápido o que el punto obtenido no es óptimo, será preciso reducir la convergencia para evitar soluciones sub-óptimas.
- Solver no puede mejorar la solución actual. Todas las restricciones están satisfechas. Este mensaje indica que el modelo presenta degeneración y que el algoritmo ha entrado en un ciclo. La degeneración puede ser evitada en muchos casos eliminando restricciones redundantes.

En la mayoría de los casos, cuanto más cercanos sean los valores iniciales al óptimo más rápido será el proceso de resolución. El proceso de solución del GRG, al igual que otros muchos algoritmos de programación no lineal, calcula valores de la primera derivada parcial de la función objetivo y de las restricciones en cada iteración.

En un programa de optimización se diferencian los siguientes elementos.

- **PARÁMETROS.** Los parámetros denotan los datos relevantes del problema, como los límites máximo y mínimo de los valores a adoptar por las variables, pesos específicos, VDL, etc. Son valores que el modelo no puede modificar en la optimización.
- **VARIABLES.** Las variables son la parte del problema que están sujetas a modificación durante la optimización. La solución busca una combinación óptima de estas variables para maximizar o minimizar la función objetivo. Se distingue entre variables de decisión y variables auxiliares.
 - o Las variables de decisión son variables independientes entre sí objetivo final de la optimización.
 - o Las variables auxiliares dependen en su valor de la relación entre las variables de decisión y a la vez orientan la solución final del problema de optimización.
- **FUNCIÓN OBJETIVO.** Representa una función matemática que relaciona las variables del problema y para la cual se pretende encontrar el máximo, mínimo o valor objetivo en el proceso de optimización.
- **RESTRICCIONES.** Son relaciones matemáticas que relacionan entre sí parámetros y variables y limitan los valores de las variables.

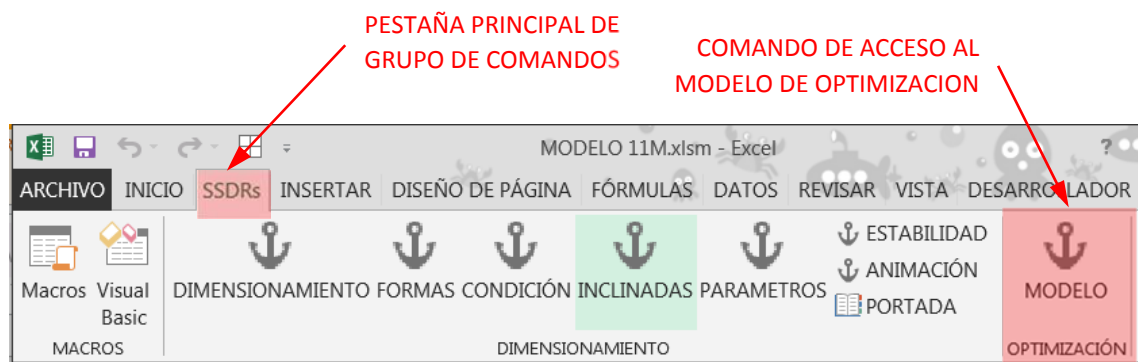
2. PRESENTACIÓN INTERACTIVA. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

Con el diseño de esta herramienta se ha pretendido implementar una operativa interactiva, que permita la introducción de datos y la visualización de resultados para una valoración y análisis en un mismo entorno que evite la navegación continua por diferentes hojas de cálculo en la consecución de los objetivos planteados.

Esto se ha conseguido con la introducción de un formulario en ventana emergente diseñado con el módulo de VB de Excel que contiene los controles necesarios para conseguir los objetivos pretendidos.

VB se ha empleado para programar la introducción de datos y su lectura inmediata, así como representaciones gráficas. No se ha incluido en VB ninguna formulación para el cálculo del modelo matemático. Toda esta formulación se ha grabado en una hoja de cálculo separada, con rangos, debidamente referenciados, deducidos y expuestos para revisión e implementación.

Para el acceso rápido a la ventana emergente o formulario, se ha incluido en la cinta de opciones de Excel una pestaña específica con el nombre “SSDR”, donde además de otros controles relacionados con este proyecto, se ha anidado un comando con la referencia “MODELO” para el acceso al formulario referido.



A continuación se pasará a describir en detalle el formulario. Posteriormente se resumirá la operativa.

2.1. FORMULARIO “MODELO”.

Pulsando sobre el comando “MODELO” (Macro1), se abre el formulario “MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA SSDRs” que permite la introducción de datos y la ejecución de comandos requeridos por la herramienta para el ajuste de la función objetivo.

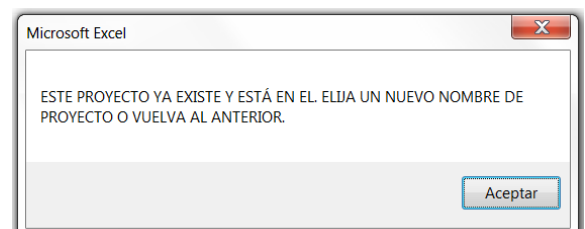
El formulario presenta un encabezado y un grupo de pestañas para la introducción de datos.

2.1.1. ENCABEZADO

En el encabezado se distinguen dos grupos de controles.

En el extremo izquierdo, el grupo “**OPTIMIZACIÓN**” incluye un cuadro de texto donde se ha de introducir el nombre del proyecto o estudio a realizar, o el proyecto existente al que se desea acceder. Los proyectos se graban en sucesivas hojas de cálculo que se abrirán a discreción del operador de la herramienta. La pestaña de la hoja de Excel que contenga el proyecto se nombrará con el mismo texto que el introducido en esta casilla.

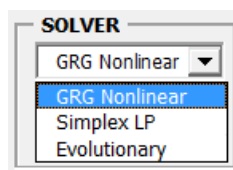
El botón de comando **NUEVA HOJA** abrirá una nueva hoja con el nombre especificado en la casilla de texto anterior. No se puede abrir una nueva hoja con el mismo nombre de un proyecto ya existente. En tal



caso un mensaje de error como el anterior adjunto al margen, aparecerá en pantalla para que se tome acción. Ha de tenerse especial atención y cuidado en volver al proyecto con el que se estaba trabajando para que los valores de las optimizaciones se graben correctamente.

El botón de control **CARGAR**, cargará en la hoja de Excel del proyecto los valores de las variables dimensionales seleccionadas, calculados en el proceso de optimización, para su evaluación.

En la esquina derecha del encabezado se sitúa el grupo de comandos “**SOLVER**”. Desde la lista desplegable se podrá seleccionar el tipo de algoritmo con el que Solver resolverá la optimización planteada. El modelo diseñado es un modelo no línea, por tanto los algoritmos que podrán resolver el problema son “GRG Nonlinear” y “Evolutionary”.



MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA SSDRs

OPTIMIZACIÓN

SOLVER: GRG Nonlinear

PARÁMETROS

DIMENSIONALES | **OPERATIVAS** | **ESTABILIDAD** | **PESOS**

PONTONES | **COLUMNAS** | **BRACING & CUBIERTA** | **RATIOS**

Eslora de pontones mínima, $l^{P MIN}$ = [] m

Eslora de pontones máxima, $l^{P MAX}$ = [] m

Manga de pontones mínima, $b^{P MIN}$ = [] m

Manga de pontones máxima, $b^{P MAX}$ = [] m

Puntal de pontones mínimo, $h^{P MIN}$ = [] m

Puntal de pontones máximo, $h^{P MAX}$ = [] m

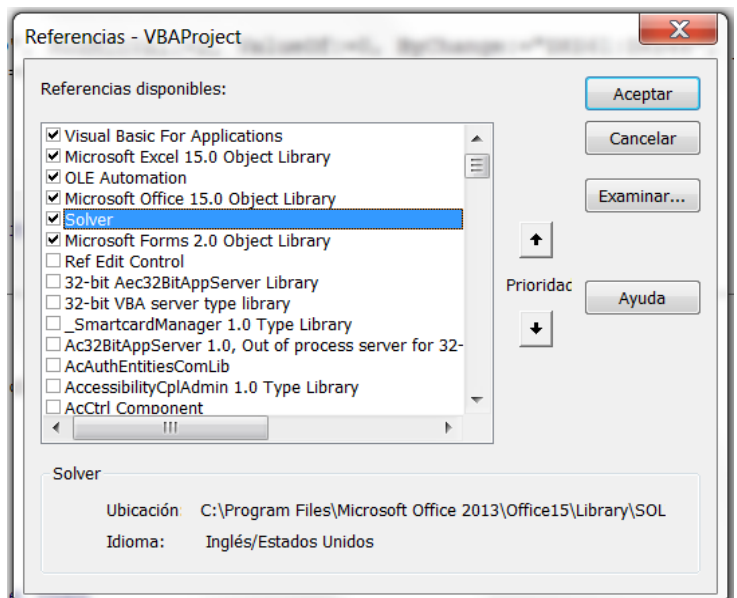
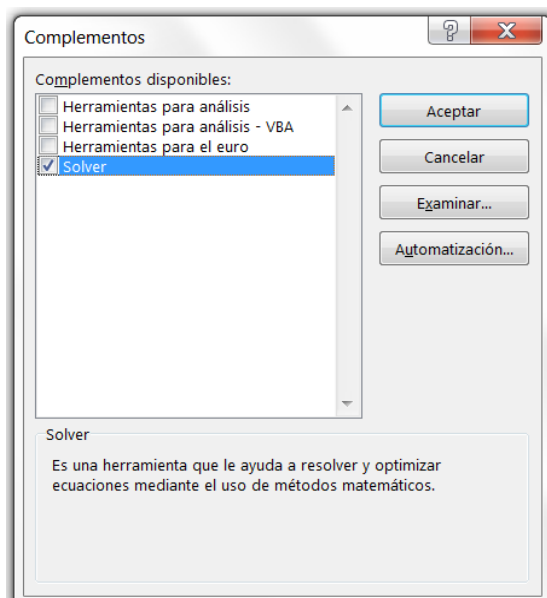
Entre ejes de pontones mínimo, $d^{P MIN}$ = [] m

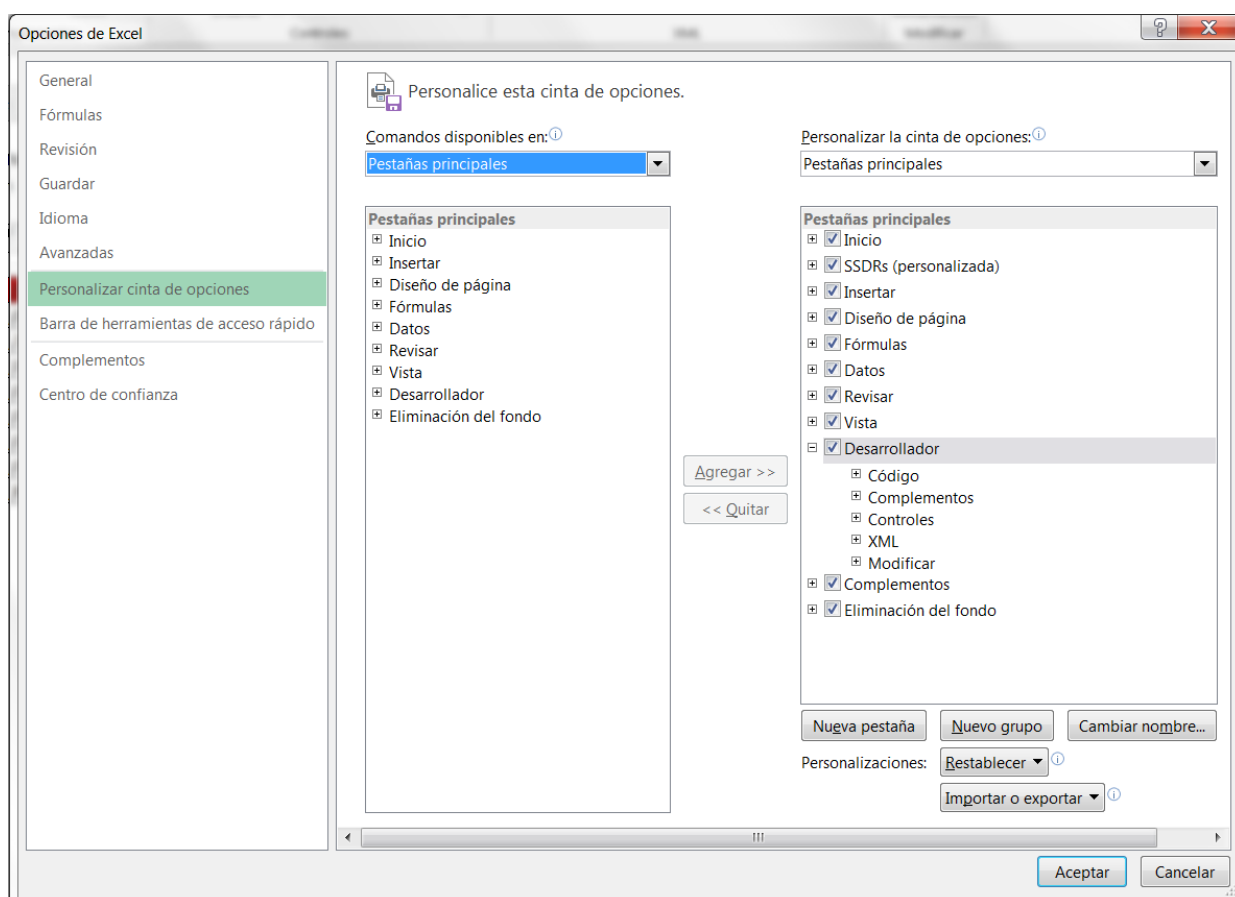
Entre ejes de pontones máximo, $d^{P MAX}$ = [] m

T_t = Calado en tránsito T_o = Calado en operación

T_s = Calado en condición de supervivencia

Estos algoritmos están incluidos en la herramienta Solver de Excel. Se ha de verificar que Solver está cargado tanto en los complementos de Excel como en las referencias de VBA. Se adjunta como referencia las ventanas donde se han de activar. El primero se localiza en el grupo de comandos de la cinta de opciones de Excel, “DESARROLLADOR”. En caso que esta no esté disponible, se ha de cargar desde el cuadro de opciones de Excel, “Pestañas principales” en la cinta de opciones personalizada. Al segundo se accede desde la pestaña “HERRAMIENTAS” de la cinta de opciones del editor de VBA de Excel. Se adjuntan a continuación figuras con detalles de la activación en las ventanas de Excel 2013.





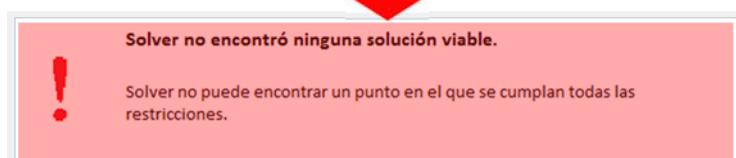
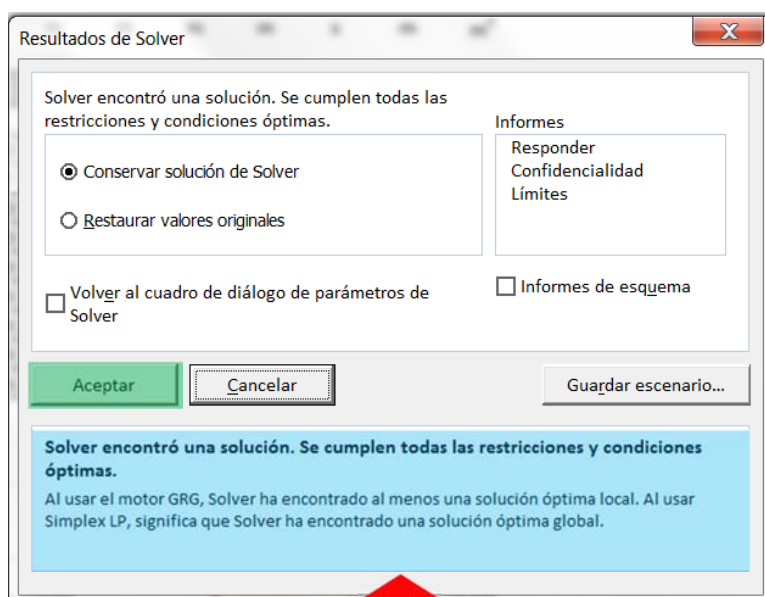
Sin los complementos y referencias cargadas, el macro que lanza Solver desde el formulario no funcionará dando error.

Al pulsar el botón de comando, la rutina de Solver se lanzará con el algoritmo seleccionado. Cuando Solver complete el cálculo, aparecerá la pantalla de Solver como se muestra en la figura a continuación.

Si se ha encontrado una solución, aparecerá un mensaje como el sombreado en celeste en la figura, y se podrá aceptar los resultados pulsando en el botón “Aceptar” sombreado en verde. Los datos están guardados y listos para utilizar. El check box “Conservar solución de Solver” ha de estar activado.

En caso que Solver no encuentre una solución, el mensaje anterior se sustituirá por el aquí incluido sombreado en rojo. Para salir de la ventana de Solver se pulsa Aceptar. La optimización se deberá reanudar con nuevos valores para los parámetros de proyecto

Si se quiere modificar los parámetros de Solver se podrá hacer accediendo directamente a Solver desde la cinta de opciones de Excel.



El último comando incluido en el encabezado del formulario es **VER**. Con este botón se podrá acceder al proyecto creado en una hoja del libro, cuyo nombre se introduce en el cuadro de texto del grupo “OPTIMIZACIÓN” de este formulario.

2.1.2. PARÁMETROS

En el grupo “PARÁMETROS” se incluyen los cuadros de texto sobre los cuales se insertará el valor de los parámetros de proyecto que requiere el algoritmo de optimización. Estos parámetros están agrupados en cuatro pestañas.

2.1.2.1. DIMENSIONALES. Para referencia, ver el capítulo 3.1.2. “PARAMETRIZACIÓN SIMPLIFICADA”. Esta pestaña incluye los parámetros dimensionales de las cuatro secciones en las que se ha dividido la semi sumergible. La primera pestaña, “PONTONES” presenta los valores frontera, máximo y mínimo, de las dimensiones principales de los pontones. Eslora, manga, puntal y la distancia transversal entre los ejes de pontones. Se consideran volúmenes prismáticos rectos para estos elementos. No se podrá dejar ninguna casilla en blanco. Si la herramienta ya se ha utilizado con anterioridad, las casillas aparecerán rellenas con los datos ya grabados anteriormente y disponibles en la hoja “VARIABLES” del libro de Excel. Los valores máximos aparecen resaltados en color azul y los mínimos en rojo.

La pestaña “COLUMNAS” incluye las casillas para introducción de las dimensiones características de las columnas estabilizadoras, eslora, manga, puntal y distancia longitudinal entre ejes de columnas. El modelo considera el diseño totalmente simétrico respecto de los ejes principales, con lo que no se requieren referencias de posiciones relativas en ninguno de los elementos del casco.

La siguiente pestaña “BRACING & CUBIERTA” incluye los parámetros necesarios para definir la existencia de reforzado entre columnas de estabilidad y sus características geométricas que son necesarias para el cálculo de volúmenes y

Parameter	MIN	MAX	Unit
Eslora de columnas mínima, I		13,00	m
Eslora de columnas máxima, I		14,00	m
Manga de columnas, b		13,00	m
Manga de columnas mínima, b		14,00	m
Puntal de columnas mínimo, h		15,00	m
Puntal de columnas máximo, h		40,00	m
Entre ejes de columnas mínimo, d		50,00	m
Entre ejes de columnas máximo, d		70,00	m

pesos. La definición de la cubierta se completa con su puntal. La superficie está definida por las variables de decisión.

La última pestaña de este grupo "RATIOS" se refiere a los límites en la relación dimensional que define la sección transversal de pontones y los factores restrictivos en la localización de las columnas. Con el fin de reducir variables, se han incluido los parámetros "U" e "Y" que definen la extensión máxima en sección transversal de las columnas sobre los pontones y la posición longitudinal de las columnas sobre los pontones. Estos últimos parámetros tienen una influencia clara sobre la estabilidad final del diseño.

PONTONES	COLUMNAS	BRACING & CUBIERTA	RATIOS
BRACING			
Eje de bracing sobre línea base, $h^B =$		<input type="text" value="14,01"/>	m
Total de elementos de bracing $N^B =$		<input type="text" value="4,00"/>	
Sección transv. media de bracing, $S^B =$		<input type="text" value="12,57"/>	m ²
CUBIERTA			
Canto de sección de cubierta, $h^{TS} =$		<input type="text" value="8,00"/>	m

PONTONES	COLUMNAS	BRACING & CUBIERTA	RATIOS
Ratio manga - puntal en pontones $R_{b/h}^{MAX} =$		<input type="text" value="1,80"/>	
Ratio manga - puntal en pontones mínimo, $R_{b/h}^{MIN} =$		<input type="text" value="1,00"/>	
Factor restrictivo de manga de columnas respecto de la manga de pontones, $U =$		<input type="text" value="0,90"/>	
Factor restrictivo de distancia entre columnas como función de eslora de pontones, $Y =$		<input type="text" value="0,70"/>	

2.1.2.2. OPERATIVOS. Esta pestaña incluye los parámetros dimensionales que fijan las condiciones operativas de la unidad. El calado operativo para el que se optimizará el diseño. Este calado es el de la unidad en operaciones de perforación. El francobordo se mide sobre la cubierta de pontones en situación de tránsito, con todas las columnas sobre la superficie. La superficie mínima de cubierta se fijará para dar cabida a los equipos de perforación, acopios, zonas de paso y maniobra y superestructuras. Maximizar esta superficie es uno de los principales requisitos de proyecto de SSDRs. Se ha de fijar un porcentaje máximo de lastre en pontones que controle el dimensionamiento del volumen de pontones en calado de operación. El dato se introduce en porcentaje.

En este apartado hay un grupo de parámetros que dependen específicamente del calado de la condición. El modelo resuelve la

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA SSDRs			
OPTIMIZACIÓN		SOLVER	
<input type="text"/>		GRG Nonlinear	
<input type="button" value="NUEVA HOJA"/>	<input type="button" value="CARGAR"/>	<input type="button" value="VER"/>	<input type="button" value="SOLVER"/>
PARÁMETROS			
<input type="button" value="GRABAR"/>			
<div> <div>DIMENSIONALES</div> <div>OPERATIVOS</div> <div>ESTABILIDAD</div> <div>PESOS</div> </div>			
Calado operativo, $T_O =$		<input type="text" value="20,00"/>	m
Francobordo mínimo, $F_{B\ mi} =$		<input type="text" value="0,30"/>	m
Superficie de cubierta $S^{DECK\ MIN} =$		<input type="text" value="5000"/>	m ²
Porcentaje máximo de lastre respecto al volumen de pontones, $Z =$		<input type="text" value="0,45"/>	%
CONDICIONES POR CALADOS			
	T_t	T_O	T_s
VDL por calados	<input type="text" value="6000"/>	<input type="text" value="7000"/>	<input type="text" value="6000"/>
CDG de VDL s/cubierta	<input type="text" value="2,00"/>	<input type="text" value="5,00"/>	<input type="text" value="5,00"/>
Air Gap mínimo		<input type="text" value="10,0"/>	<input type="text" value="16,0"/>
$T_t =$ Calado en tránsito		$T_O =$ Calado en operación	
$T_s =$ Calado en condición de supervivencia			

optimización en las tres condiciones clásicas de operación de semi-sumergibles. Los valores de VDL (Variable Deck Load), y Air Gap junto con la superficie de cubierta, la estabilidad garantizada y la reducción del movimiento de arfada son los 5 principales objetivos en el dimensionamiento operativo de una SSDR. Los valores de VDL han de ser un dato de partida de todo proyecto. El Air-Gap se ha de estimar en esta fase con suficiente holgura para que cuando se estudie la dinámica de la plataforma no se vea reducido por debajo de 1.5 m. Los valores de VDL y su posición sobre cubierta se rotulan en azul. El Air Gap al ser un valor mínimo se rotula en rojo.

2.1.2.3. ESTABILIDAD. Se incluyen en esta pestaña los valores de los parámetros límite a satisfacer por las alturas metacéntricas iniciales, y su corrección por superficies libres. La consideración de un valor máximo en las alturas metacéntricas está ligado a la limitación en los periodos de cabeceo y balance en previsión de aceleraciones elevadas que imposibiliten el desarrollo de actividades específicas y la inhabitabilidad de la unidad. Los valores inferiores se incluyen para asegurar condiciones de seguridad. Se incluye un grupo separado de parámetros relacionados con el periodo de arfada. La minimización de los movimientos verticales de la unidad se puede modelizar incluyendo una restricción para el periodo de arfada. periodos de arfada elevados, se considera internacionalmente aceptado dimensionar para valores igual o superiores a 20 en condiciones operativas, preveeran diseños con exceso de movimientos verticales. los valores se rotulan en rojo al considerarlos valores mínimos.

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA SSDRs

OPTIMIZACIÓN

SOLVER GRG Nonlinear

NUEVA HOJA CARGAR VER SOLVER

PARÁMETROS GRABAR

	T_t	T_o	T_s	
GM_T^{MIN}	2,0	2,0	2,0	m
GM_T^{MAX}		3,0	3,0	m
GM_L^{MIN}	2,0	2,0	2,0	m
GM_L^{MAX}		3,0	3,0	m
$\Delta GM_{T Ti}$	0,2	0,5	0,5	m
$\Delta GM_{L Ti}$	0,2	0,5	0,5	m

$\Delta GM_{T Ti}$ = disminución de GMT por superficies libres
 $\Delta GM_{L Ti}$ = disminución de GML por superficies libres

PERIODO DE ARFADA

	T_o	T_s	
$T_{Ti}^{HEAVE MIN}$	19,0	20,0	s

T_t = Calado en tránsito T_o = Calado en operación
 T_s = Calado en condición de supervivencia

2.1.2.4. PESOS. Esta es la última pestaña de parámetros a incluir en el formulario. En la página siguiente se ha incluido una imagen del formulario abierto por esta pestaña. Para ayudar a la identificación de cada uno de los parámetros requeridos por el modelo en el formulario, se ha incluido un botón de control, **DEFINICIONES**, que abre una ventana emergente con la definición de los símbolos incluidos para cada parámetro, tal como se muestra en la figura al margen. La evaluación de pesos en una fase tan avanzada de proyecto se ha de hacer en base a experiencias previas que permitan la decisión

DEFINICION DE LOS PARÁMETROS INCLUIDOS DE PES...

- δ^P = peso estructural medio de pontones por metro cúbico de volumen, t/m.³
- δ^C = peso estructural medio de columnas por metro cúbico de volumen t/m.³
- δ^B = peso estructural medio de bracing por metro cúbico de volumen t/m.³
- δ^{TS} = peso estructural medio de cubierta (Top Side) por metro cúbico de volumen, t/m.³
- hg^{TS} = altura del centro de gravedad de estructura de cubierta sobre el tope de columnas, m.
- S^{MP}/S^{DECK} = Relación entre sección de moom pool y de cubierta
- δkg^P = Posición del cdg de estructura r/L.B. en % de h^P
- δW^{EQUIPO} = Peso de equipo en % de peso de casco, W^{CASCO}
- $\delta W^{CONSUMOS}$ = Porcentaje de peso de consumos como porcentaje del desplazamiento de la SSDR en cada flotación.
- h_g^{drill} = Altura del centro de gravedad del equipo y material de perforación sobre la cubierta, m
- W^{drill} = Peso del equipo y material de perforación sobre la cubierta, t

sobre distribuciones volumétricas de pesos. De la fiabilidad con la que se escojan estos coeficientes dependerá la bondad de los resultados obtenidos. El modelo se ha diseñado para minimizar el peso de estructura de la unidad, por tanto se ha de prestar especial cuidado en la elección de los valores. Con el fin de delimitar los errores se ha intentado definir partidas diferenciadas en su tipología que presentan en la práctica variaciones importantes en los pesos estructurales en función del diseño que se elija. Se ha distinguido los pesos de las diferentes secciones de la SSDR, pontones, columnas, bracing y cubierta. se incluye un coeficiente reductor por la existencia del moonpool en cubierta, etc. Los pesos de equipos se calculan como un porcentaje del peso de estructura. Los consumos se calculan como porcentaje del desplazamiento. Estos últimos coeficientes se pueden estimar por regresión de unidades en operación para determinadas regiones geográficas y profundidades de perforación.

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA SSDRs

OPTIMIZACIÓN

SOLVER GRG Nonlinear

NUEVA HOJA CARGAR VER SOLVER

PARÁMETROS GRABAR

DIMENSIONALES OPERATIVOS ESTABILIDAD PESOS

$\delta kg^P = 0,45$ $\delta W^{EQUIPO} = 0,10$

$\delta^P = 0,275$ $\delta^C = 0,275$ $\delta^B = 0,275$

$\delta^{TS} = 0,245$ $hg^{TS} = 4,00$

$S^{MP/S}_{DECK} = 0,05$

DEFINICIONES

	T_t	T_o	T_s
$\delta W^{CONSUMOS} =$	0,15	0,10	0,10 %
$h_g^{drill} =$	4,00	6,00	5,00 m
$W^{drill} =$	001	001	001 t

T_t = Calado en tránsito T_o = Calado en operación
 T_s = Calado en condición de supervivencia

Completada la introducción de los datos en las distintas pestañas del formulario, solo resta transferir sus valores a la hoja de cálculo “VARIABLES” para la que estén disponibles durante el cálculo de optimización. Pulsando sobre el botón de comando **GRABAR**, estos datos se transfieren directamente a la hoja “VARIABLES”.

El formulario permite la revisión de cualquier valor en todo momento. La rutina ejecutada al pulsar el botón **GRABAR**, vuelve a cargar en el formulario los datos introducidos. Cualquier error en el uso de signos de puntuación se podrá revisar en el formulario antes de lanzar el motor de Solver en prevención de errores indeseados.

2.1.3. PIE DE FORMULARIO

En el pie del formulario se ha incluido una definición de las abreviaciones usadas para los calados de las tres situaciones operativas consideradas, para información solamente.

2.2. MODELO MATEMÁTICO Y PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.

En este apartado se presenta la operativa para, con ayuda de la herramienta descrita, obtener valores de optimización que ayuden a la selección de las dimensiones principales de partida de una SSDR y la las relaciones de dependencia de sus variables dimensionales con el objetivo de proyecto.

Conseguir diseños eficientes, productivos y de bajo coste inicial es la máxima que está reclamando el mercado de grande bienes de equipo que permitan obtener rentabilidad y no déficit a las compañías

operadoras de la industria offshore del Oil & Gas. El minimizar el CAPEX es lo que reclaman los armadores para decidir la adjudicación de nuevas inversiones. Esto ha desembocado en una corriente innovadora basada en la optimización estructural, tendente a la reducción de peso de estructura del diseño. La estructura de una SSDR, pese a tener volúmenes gigantescos es de una baja complejidad, por tanto el coste de esta estructura no estará en la dificultad de ejecución. Las estructuras son en más del 90% paneles planos, fácil de procesar, transportar y soldar. En el precio de unitario estructura tiene en este tipo de construcciones, una mayor influencia del coste de material que de la ejecución, que en la construcción de monocascos. Es por ello que la reducción en el peso de estructura tendrá una incidencia mayor en el coste final.

Con este razonamiento parece evidente que, salvando otros requisitos esenciales y tanto o más importantes, optimizar el peso de la estructura sea una estrategia oportuna en la concepción del diseño.

2.2.1. MODELO MATEMÁTICO

El modelo diseñado tiende a minimizar la función que define el peso estructural. La función objetivo se ha definido como:

$$\min \Delta = w^P + w^C + w^B + w^{TS}$$

donde Δ es el peso de estructura de la unidad y $w^P + w^C + w^B + w^{TS}$ son respectivamente los pesos estructurales de pontones, columnas, bracing y cubierta.

Los elementos del modelo son:

1. VARIABLES DE DECISIÓN

- V.1 l^P = eslora de pontones
- V.2 b^P = manga de pontones
- V.3 h^P = puntal de pontones
- V.4 l^C = eslora de columnas
- V.5 b^C = manga de columnas
- V.6 h^C = puntal de columnas desde cubierta de pontones
- V.8 d^P = manga entre ejes de pontones
- V.9 d^C = eslora entre ejes de columnas

2. FUNCIÓN OBJETIVO

$$\min \Delta = w^P + w^C + w^B + w^{TS}$$

3. PARÁMETROS

- A.0 T_i = Calado en la condición estudiada
- A.1 T_t = Calado en la condición de tránsito
- A.2 T_o = Calado en la condición de operación
- A.3 T_s = Calado en la condición de supervivencia
- A.4 F_B = Francobordo en tránsito
- A.5 h^B = posición vertical del bracing, medido desde línea base a centro de la sección media
- A.6 GM_T^{MIN} = mínimo GM transversal requerido en la condición de calado estudiada
- A.7 GM_L^{MIN} = mínimo GM longitudinal requerido en la condición de calado estudiada
- A.8 GM_T^{MAX} = máximo GM transversal requerido en la condición de calado estudiada
- A.9 GM_L^{MAX} = máximo GM longitudinal requerido en la condición de calado estudiada
- A.10 N^B = número total de tirantes entre columnas

- A.11** S^B = sección media transversal de tirantes entre columnas
- A.12** W^{VDL} = peso de la carga variable sobre cubierta
- A.13** W^{TS} = peso de la estructura de cubierta
- A.14** δW^{EQUIPO} = porcentaje de peso de equipos. Considerado en conjunto como porcentaje de peso total del casco de la SSDR.
- A.15** $\delta W^{CONSUMOS_{Ti}}$ = porcentaje de peso de consumos. Considerado en conjunto como porcentaje del desplazamiento de la SSDR en cada flotación.
- A.16** δ^P = peso estructural medio de pontones por metro cúbico de volumen.
- A.17** δ^C = peso estructural medio de columnas por metro cúbico de volumen.
- A.18** δ^B = peso estructural medio de bracing por metro cúbico de volumen.
- A.19** δ^{TS} = peso estructural medio de cubierta (Top Side) por metro cúbico de volumen.
- A.20** ρ = peso específico del agua de mar
- A.21** g = aceleración de la gravedad
- A.22** δK_g^P = posición del centro de gravedad de la estructura de pontones sobre la línea base, como porcentaje del puntal de pontones
- A.23** h^{TS} = puntal de cubierta
- A.24** h_g^{TS} = altura del centro de gravedad de estructura de cubierta sobre el tope de columnas
- A.25** h_g^{VDL} = altura del centro de gravedad de VDL sobre la cubierta
- A.26** h_g^{DRILL} = altura del centro de gravedad del equipo y material de perforación sobre la cubierta
- A.27** W^{DRILL} = peso del equipo y material de perforación sobre la cubierta
- A.28** $\Delta GM_{T_{Ti}}$ = disminución de GM_T por efecto de superficies libres
- A.29** $\Delta GM_{L_{Ti}}$ = disminución de GM_L por efecto de superficies libres
- A.30** $T_{Ti}^{HEAVE\ MIN}$ = periodo propio en arfada mínimo en la condición de calado
- A.31** Z = Porcentaje máximo de lastre referido al volumen de pontones
- A.32** A_t = Air gap mínimo en la condición de flotación
- A.33** $U \geq b^C/b^P$, Factor restrictivo de la manga de columnas respecto de las de pontones.
- A.34** R_{bh}^{MAX} = valor máximo de la relación manga/puntal de pontones
- A.35** R_{bh}^{MIN} = valor mínimo de la relación manga/puntal de pontones
- A.36** $Y \geq d^C/(l^P-l^C)$, factor restrictivo de la distancia entre columnas como función de la eslora de pontones
- A.37** l^{PMIN} = eslora mínima de pontona
- A.38** l^{PMAX} = eslora máxima de pontona
- A.39** b^{PMIN} = manga mínima de pontona
- A.40** b^{PMAX} = manga máxima de pontona
- A.41** h^{PMIN} = puntal mínimo de pontona
- A.42** h^{PMAX} = puntal máximo de pontona
- A.43** l^{CMIN} = eslora mínima de columnas
- A.44** l^{CMAX} = eslora máxima de columnas
- A.45** b^{CMIN} = manga mínima de columnas
- A.46** b^{CMAX} = manga máxima de columnas
- A.47** h^{CMIN} = puntal mínimo de columnas
- A.48** h^{CMAX} = puntal máximo de columnas
- A.49** d^{PMIN} = distancia entre ejes de pontones mínima
- A.50** d^{PMAX} = distancia entre ejes de pontones máxima
- A.51** d^{CMIN} = distancia entre ejes de columnas mínima
- A.52** d^{CMAX} = distancia entre ejes de columnas máxima
- A.53** $S^{DECK\ MIN}$ = superficie mínima de cubierta

A.54 S^{MP}/S^{DECK} = Relación entre la superficie de moon pool y superficie de cubierta

4. RESTRICCIONES

4.1. RESTRICCIONES DE ESTABILIDAD

R.1 $GM_{T\ Ti} \geq GM_{T\ MIN}^{MIN}$

R.2 $GM_{L\ Ti} \geq GM_{L\ MIN}^{MIN}$

R.3 $GM_{T\ Ti} \leq GM_{T\ MAX}^{MAX}$

R.4 $GM_{L\ Ti} \leq GM_{L\ MAX}^{MAX}$

4.2. RESTRICCIONES DE MOVIMIENTOS EN LA MAR

R.5 $T_{Ti}^{HEAVE} \geq T_{Ti}^{HEAVE\ MIN}$

4.3. RESTRICCIONES DE PESOS

Peso del Casco

Función objetivo, minimizar

Peso de cubierta (Top Side) y equipo de perforación

W^{DRILL}_{Ti} = Parámetro auxiliar

hg^{TS} = Parámetro auxiliar

hg^{DRILL}_{Ti} = Parámetro auxiliar

Peso de lastre

R.6 $W^{LASTRE}_{Ti} \geq 0$

R.7 $W^{LASTRE}_{Ti} \leq 2 * I^P * b^P * h^P * Z$

VDL

W^{VDL} = Variable auxiliar

hg^{VDL} = Variable auxiliar

PAY LOAD

$$W^{PAYLOAD}_{Ti} \leq W^{SSDR}_{Ti} + W^P + W^C + W^B + W^{TS}$$

4.4. RESTRICCIONES EN AIR-GAP

R.8 $h^P + h^C - T_i \geq A_t$

4.5. RESTRICCIONES DE FORMAS

R.9 $T_t = h^P - F_B$

R.10 $I^P \geq I^{P\ MIN}$

R.11 $I^P \leq I^{P\ MAX}$

R.12 $b^P \geq b^{P\ MIN}$

R.13 $b^P \leq b^{P\ MAX}$

R.14 $h^P \geq h^{P\ MIN}$

R.15 $h^P \leq h^{P\ MAX}$

R.16 $b^P / h^P \leq R_{bh}^{MAX}$

R.17 $b^P / h^P \geq R_{bh}^{MIN}$

R.18 $b^C \leq U * b^P$

R.19 $I^C \geq I^{C\ MIN}$

R.20 $I^C \leq I^{C\ MAX}$

R.21 $b^C \geq b^{C\ MIN}$

R.22 $b^C \leq b^{C\ MAX}$

R.23 $h^C \geq h^{C\ MIN}$

R.24 $h^C \leq h^{C\ MAX}$

R.25 $d^P \geq d^{P\ MIN}$

$$\begin{aligned}
 R.26 \quad d^P &\leq d^{PMAX} \\
 R.27 \quad d^C &\geq d^{CMIN} \\
 R.28 \quad d^C &\leq d^{CMAX} \\
 R.29 \quad d^C &\leq Y * (I^P - I^C)
 \end{aligned}$$

4.6. RESTRICCIONES EN AREA DE CUBIERTA

$$R.30 \quad S^{DECK} \geq S^{DECK MIN}$$

4.7 VALORES LIMITADOS POR REGRESIÓN ESTADÍSTICA

$$\begin{aligned}
 RE.1 \quad T_5 &= 0,7725T_0 + 0,8376 \\
 RE.2 \quad T_0 &= (W^{SSDR T_0} + 454,32) / 2282,7
 \end{aligned}$$

5. FUNCIONES DE VARIABLES DEPENDIENTES

5.1. FUNCIONES DE ESTABILIDAD

$$\begin{aligned}
 F.1 \quad GM_{T Ti} &= KB_{Ti} + BM_{T Ti} - KG_{Ti} - \Delta GM_{T Ti} \\
 F.2 \quad GM_{L Ti} &= KB_{Ti} + BM_{L Ti} - KG_{Ti} - \Delta GM_{L Ti} \\
 F.3 \quad KB_{Ti} &= (V_{Ti}^P * Kb_{Ti}^P + V_{Ti}^C * Kb_{Ti}^C + V_{Ti}^B * Kb_{Ti}^B) / (V_{Ti}^P + V_{Ti}^C + V_{Ti}^B) \\
 F.4 \quad BM_{T Ti} &= I_{Ti}^{XX} / (V_{Ti}^P + V_{Ti}^C + V_{Ti}^B) \\
 F.5 \quad BM_{L Ti} &= I_{Ti}^{YY} / (V_{Ti}^P + V_{Ti}^C + V_{Ti}^B) \\
 F.6 \quad KG_{Ti} &= (m^P + m^C + m^B + m^{TS} + m^{VDL_{Ti}} + m^{LASTRE_{Ti}} + m^{EQUIPO} + m^{DRILL_{Ti}} + m^{CONSUMOS_{Ti}}) / \\
 &\quad / (W^P + W^C + W^B + W^{TS} + W^{VDL_{Ti}} + W^{LASTRE_{Ti}} + W^{EQUIPO} + W^{DRILL_{Ti}} + W^{CONSUMOS_{Ti}})
 \end{aligned}$$

5.2. FUNCIONES DE MOVIMIENTOS EN LA MAR

$$\begin{aligned}
 F.7 \quad T_{Ti}^{HEAVE} &= 2 * \pi * ((\Delta_{Ti} + A_{Ti}^{3DHEAVE}) / (\rho * g * SF_{Ti}))^{1/2} \\
 F.8 \quad \Delta_{Ti} &= W^P + W^C + W^B + W^{TS} + W^{VDL_{Ti}} + W^{LASTRE_{Ti}} + W^{EQUIPO} + W^{CONSUMOS_{Ti}} + W^{DRILL_{Ti}} \\
 F.9 \quad A_{Ti}^{3DHEAVE} &= A_{Ti}^{2DHEAVE} * I^P \\
 F.10 \quad A_{Ti}^{2DHEAVE} &= \rho * C_{A Ti} * A_R \\
 F.11 \quad A_R &= \frac{1}{2} * \pi * (b^P)^2 \\
 F.12 \quad SF_{Ti} &= 2 * I^P * b^P \quad \text{si } T_i \leq h_P \\
 F.13 \quad SF_{Ti} &= 4 * I^C * b^C \quad \text{si } T_i > h_P \\
 F.14 \quad C_{A Ti} &= \text{Coeficiente de masa añadida en arfada para los pontones en} \\
 &\quad \text{sumergencia. Calculado por interpolación S/DNV-RP-H104}
 \end{aligned}$$

5.3. RELACIONES DE PESOS

$$\begin{aligned}
 F.15 \quad W^{SSDR_{Ti}} &= \rho * (V_{Ti}^P + V_{Ti}^C + V_{Ti}^B) \\
 F.16 \quad W^P &= 2 * I^P * b^P * h^P * \delta^P \\
 F.17 \quad W^C &= 4 * I^C * b^C * h^C * \delta^C \\
 F.18 \quad W^B &= N^B * S^B * (d^P + b^P - b^C) * \delta^B \\
 F.19 \quad Kg^{CASCO} &= (m^P + m^C + m^B) / (W^P + W^C + W^B) \\
 F.20 \quad W^{EQUIPO} &= (W^P + W^C + W^B) * \delta W^{EQUIPO} \\
 F.21 \quad W^{TS} &= S^{DECK} * h^{TS} * \delta W^{TS} * (1 - S^{MP} / S^{DECK}) \\
 F.22 \quad W^{CONSUMOS} &= (W^P + W^C + W^B) * \delta W^{CONSUMOS_{Ti}} \\
 F.23 \quad W^{LASTRE_{Ti}} &= \rho * (V_{Ti}^P + V_{Ti}^C + V_{Ti}^B) - (W^P + W^C + W^B + W^{TS} + W^{VDL_{Ti}} + W^{EQUIPO} + \\
 &\quad + W^{CONSUMOS_{Ti}} + W^{DRILL_{Ti}}) \\
 F.24 \quad \Sigma W_{Ti} &= W^P + W^C + W^B + W^{TS} + W^{VDL_{Ti}} + W^{EQUIPO} + W^{CONSUMOS_{Ti}} + W^{DRILL_{Ti}}
 \end{aligned}$$

Momentos de los pesos considerados respecto a la línea base

$$\begin{aligned}
F.25 \quad m^P &= W^P * h^P * \delta Kg^P \\
F.26 \quad m^C &= W^C * (h^P + 1/2 * h^C) \\
F.27 \quad m^B &= W^B * h^B \\
F.28 \quad m^{TS} &= W^{TS} * (h^P + h^C + h^{TS}) \\
F.29 \quad m^{VDL} &= W^{VDL_{Ti}} * (h^P + h^C + h^{TS} + h^{VDL}) \\
F.30 \quad m^{LASTRE} &= W^{LASTRE_{Ti}} * 1/2 * h^P \\
F.31 \quad m^{EQUIPO} &= W^{EQUIPO} * Kg^{CASCO} \\
F.32 \quad m^{CONSUMOS_{Ti}} &= W^{CONSUMOS_{Ti}} * Kg^{CASCO} \\
F.33 \quad m^{DRILL_{Ti}} &= W^{DRILL_{Ti}} * (h^P + h^C + h^{TS} + h^{DRILL_{Ti}})
\end{aligned}$$

PAY LOAD

$$F.34 \quad W^{PAYLOAD_{Ti}} = W^{VDL_{Ti}} + W^{EQUIPO} + W^{CONSUMOS_{Ti}} + W^{DRILL_{Ti}}$$

5.4. RELACIONES EN AIR-GAP**5.5. RELACIONES DE FORMAS**

$$\begin{aligned}
F.35 \quad V^P_{Ti} &= 2 * I^P * b^P * h^P_i \\
F.36 \quad V^C_{Ti} &= 4 * I^C * b^C * (T_i - h^P) \\
F.37 \quad V^B_{Ti} &= N^B_{Ti} * S^B_{Ti} * (d^P + b^P - b^C) \\
F.38 \quad Kb^P_{Ti} &= 1/2 * h^P_i \\
F.39 \quad Kb^C_{Ti} &= 1/2 * (T_{Ti} + h^P) \quad \text{si } T_i > h^P \\
F.40 \quad Kb^B_{Ti} &= h^B \quad \text{si } T_i > h^B \\
F.41 \quad I^{XX P}_{Ti} &= 1/6 * I^P * (b^P)^3 + 1/2 * I^P * b^P * (d^P)^2 \quad \text{si } T_i \leq h^P \\
F.42 \quad I^{XX C}_{Ti} &= 1/3 * I^C * (b^C)^3 + I^C * b^C * (d^P)^2 \quad \text{si } T_i > h^P \\
F.43 \quad I^{YY P}_{Ti} &= 1/6 * b^P * (I^P)^3 \quad \text{si } T_i \leq h^P \\
F.44 \quad I^{XX C}_{Ti} &= 1/3 * b^C * (I^C)^3 + I^C * b^C * (d^C)^2 \quad \text{si } T_i > h^P
\end{aligned}$$

5.6. RELACIONES EN AREA DE CUBIERTA

$$F.45 \quad S^{DECK} = (d^C + I^C) * (d^P + b^C)$$

Este modelo se ha implementado en la hoja “VARIABLES”. Las celdas de datos y soluciones están relacionadas con el motor de la herramienta para obtener la visualización de resultados.

2.2.2. LANZAMIENTO DE LA OPTIMIZACIÓN.

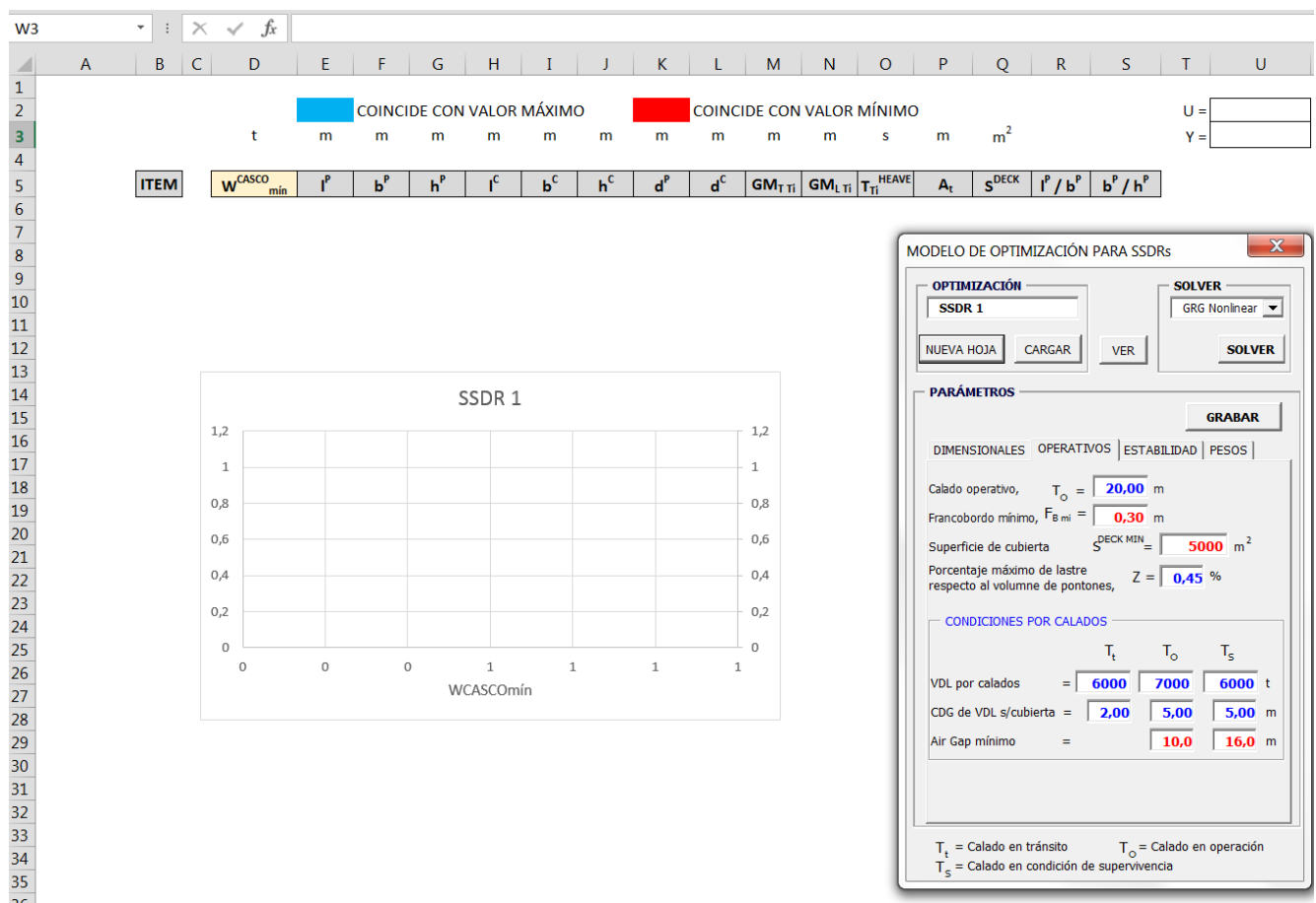
Al abrir el libro de Excel, se muestra la hoja “VARIABLES” donde están las celdas que contienen los datos y relaciones matemáticas del modelo de optimización. En las primeras filas

Creamos un nuevo proyecto de optimización abriendo el formulario. Se introduce el nombre del proyecto o identificación y a continuación se cargan en las casillas los valores de los parámetros que se han elegido de las referencias existentes, regresiones de bases de datos, experiencia, etc. Grabamos para transferir los datos a la hoja de cálculo “VARIABLES”

A continuación pulsamos en NUEVA HOJA para crear una hoja dentro del libro donde se grabarán los datos de los análisis de optimización. La pestaña de la nueva hoja toma el nombre del proyecto en su espacio de trabajo aparecerá el encabezado de una tabla, dos celdas para valores de referencia, un gráfico y unas claves.

- Encabezado de tabla de valores. El valor objetivo, peso de estructura y dimensiones principales obtenidos del proceso de optimización se van a tabular para su análisis. Además se analizarán los valores finales de los parámetros característicos en la toma de decisiones, como son la altura metacéntrica, periodo propio de arfada, Air Gap, Superficie de cubierta, relaciones de formas características de los pontones y las distancias entre ejes de columnas y pontones. El resto de variables auxiliares y parámetros finales se podrán consultar en el cuadro de valores de la hoja "VARIABLES". Estos valores serán los únicos que se mantengan grabados durante las iteraciones que pudieran sucederse en el proceso de optimización. Sobre cada una de las variables y parámetros se indican las unidades de medida en el S.I. de los valores calculados.
- Los valores restrictivos de distancia entre columnas en función de la eslora de pontones y la manga de columnas en función de la manga de pontones, se visualizarán actualizados en cada iteración.
- El gráfico representará los valores obtenidos para variables y parámetros cargados en la tabla en dependencia del peso de estructura del casco. Se incluyen en el gráfico regresiones lineales que se irán actualizando conforme se incorporen datos a la tabla. Se representan en el gráfico dos relaciones dependientes a la vez con referencia distintos ejes de valores para maximizar la visualización.
- Las claves de color azul y rojo incluidas se usarán para indicar sobre la tabla en la última iteración, los resultados de optimización que alcanzan la frontera paramétrica. Sobre estos valores se podrá actuar para aproximarse una mejor solución al problema o investigar la influencia de cada parámetro.

En la figura a continuación se muestra una imagen de la apariencia inicial de la hoja de proyecto.

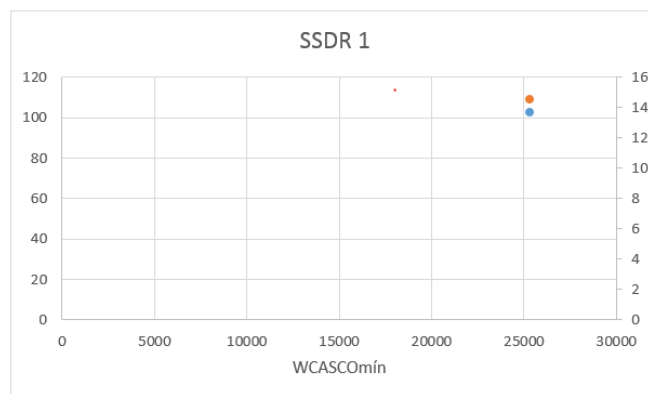


Lanzamos Solver para buscar el valor de las variables de decisión.

Si solver encuentra una solución, procedemos a la carga de los valores obtenidos en la tabla del proyecto pulsando sobre **CARGAR**. La primera fila de valores aparecerán cargados en la tabla. Se ha llegado a un valor optimizado del peso de estructura de casco de 25336 t. El modelo ha llegado a una solución con

los valores frontera mínimos de las alturas metacéntricas (fondo rojo). Las relaciones U e Y se encuentran en su valor límite superior (fondo azul). Sobre el gráfico se han representado dos puntos. Estos corresponden a valores de eslora y manga frente al peso de estructura. Los valores a representar que se requieran, se podrán seleccionar directamente sobre la hoja.

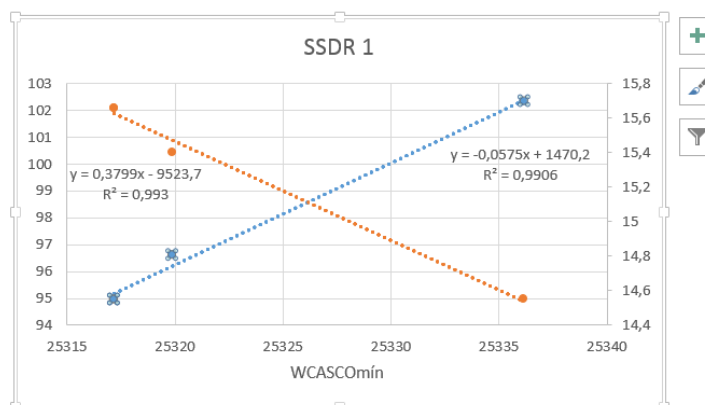
		COINCIDE CON VALOR MÁXIMO										COINCIDE CON VALOR MÍNIMO										U = 0,90	
1	t	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	s	m	m ²									Y = 0,65
ITEM	W ^{CASCO} _{min}	I ^P	b ^P	h ^P	I ^C	b ^C	h ^C	d ^P	d ^C	GM _{T Ti}	GM _{L Ti}	T _{Ti} ^{HEAVE}	A _t	S ^{DECK}	I ^P / b ^P	b ^P / h ^P							
1	25336	102,32	14,55	13,00	16,52	13,09	19,29	56,07	55,77	2,00	2,00	21,4	12,3	5000,0	7,03	1,12							



Este valor se podría aceptar como válido para el diseño inicial. Cabe la posibilidad de revisar los parámetros introducidos para ver la influencia de estos en el peso de la unidad.

Iniciemos un ciclo de verificación e intentemos disminuir el peso. Se empezará modificando el valor de Y que aparece saturado, llevándolo a un valor de Y = 0,77 en tres pasos, incrementando un 4% el valor en cada paso. A continuación se muestran los valores obtenidos en las iteraciones.

		COINCIDE CON VALOR MÁXIMO										COINCIDE CON VALOR MÍNIMO										U = 0,90	
4	t	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	s	m	m ²			Y = 0,70						
ITEM	W ^{CASCO} _{min}	I ^P	b ^P	h ^P	I ^C	b ^C	h ^C	d ^P	d ^C	GM _{T TI}	GM _{L TI}	T _{TI} ^{HEAVE}	A _t	S ^{DECK}	I ^P / b ^P	b ^P / h ^P							
4	25317	95,00	15,66	13,00	15,30	14,09	19,29	56,07	55,96	2,00	2,00	21,8	12,3	5000,0	6,07	1,20							
3	25317	95,00	15,66	13,00	15,30	14,09	19,29	56,07	55,96	2,00	2,00	21,8	12,3	5000,0	6,07	1,20							
2	25320	96,62	15,40	13,00	15,57	13,86	19,29	56,08	55,93	2,00	2,00	21,7	12,3	5000,0	6,28	1,18							
1	25336	102,32	14,55	13,00	16,52	13,09	19,29	56,07	55,77	2,00	2,00	21,4	12,3	5000,0	7,03	1,12							



Se han incluido tres nuevas líneas correspondientes a los tres nuevos cálculos de optimización. En la columna item se numera el orden de la iteración. En la primera línea siempre se sitúa la última iteración y el resto se ordenan de menor a mayor siendo la segunda fila de la tabla la de menor valor hallado para el peso de la estructura. Cuando hay datos suficientes se presentan las líneas de tendencia sobre el

gráfico con su fórmula y valor de R2. Los valores rotulados en azul representan la variación de eslora frente al peso de estructura, como muestran los rangos del gráfico sobre la tabla. Estos se podrán cambiar de columna a discreción del usuario de la herramienta.

Los valores representados muestran la influencia del parámetro “Y” en el peso de estructura. Al aumentar Y, se permite que las columnas se distancien en eslora, aumentando la inercia en longitudinal de la flotación. El aumento de la inercia longitudinal por incremento de la distancia entre secciones de columnas, permite la reducción de la eslora de columnas. Para mantener un mínimo de sección en la flotación que cumpla con la estabilidad transversal, el valor de la manga de columnas aumenta, pero en menor grado que la eslora, de tal forma que la sección de cada columna se reduce desde $16.52 * 13.9 = 216.2 \text{ m}^2$ a $15.30 * 14.09 = 215.6 \text{ m}^2$, La suma de la diferencia de secciones entre estas soluciones externas para el total de las cuatro torres multiplicada por el puntal de las torres, que no varía y por el coeficiente de densidad de peso de estructura de las columnas $\delta^c = 0.275 \text{ t/m}^3$ será la diferencia de peso estructural optimizada, 13.8 t, que supone el 72% de la reducción de peso total. El resto corresponde a una reducción de peso en los pontones, 35.5% y un incremento de peso en bracing del 7.8 %. En la cubierta hay una reducción casi inapreciable del 0.3 % (la sección de cubierta se mantiene en 5000, aunque hay una variación decimal no visible).

Realmente, esta solución, aunque indica tendencias no es sustancial, una reducción en total de 19 t frente a 25317 t.

El motor de Solver, como se comentó, llega a soluciones de optimización que no tienen porqué ser soluciones globales, pueden constituir una solución local. Encontrar un valor mejor siempre es posible. El criterio del usuario determinará el punto final de estos procesos iterativos.

La productividad de estos métodos parten de la elección de unos parámetros de partida ajustados, y un criterio para mantener inalterables aquellos que tengan mayor impacto en el valor objetivo.

PAGINA EN BLANCO

3.2.2. MODELO MATEMÁTICO PARA DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs EN EXCEL

1. INICIO Y PRIMEROS PASOS

- 1.1. CONSTANTES
- 1.2. FRANCOBORDO EN TRÁNSITO
- 1.3. CALADO OPERATIVO
- 1.4. VALORES HIDROSTÁTICOS
- 1.5. PLANOS DE FORMAS
- 1.6. PESOS Y CENTROS DE GRAVEDAD
- 1.7. ESTABILIDAD INICIAL
- 1.8. DINÁMICA

2. PRESENTACIÓN INTERACTIVA. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

2.1. DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR

- 2.1.1. PONTONES
- 2.1.2. COLUMNAS
- 2.1.3. BRACING
- 2.1.4. CUBIERTA

2.2. FORMAS

2.3. CONDICIÓN DE CALADO

2.4. CARENAS INCLINADAS

2.5. PARÁMETROS DE DISEÑO

2.6. ESTABILIDAD

- 2.6.1. ENCABEZADO
- 2.6.2. CURVA GZ
- 2.6.3. FUERZAS DE ESCORA
- 2.6.4. CRITERIOS
- 2.6.5. PARÁMETROS
- 2.6.6. SECCIONES DE VIENTO
- 2.6.7. PROCEDIMIENTO DE
UTILIZACIÓN DEL FORMULARIO

2.7. ANIMACIÓN DINÁMICA

- 2.7.1. ENCABEZADO
- 2.7.2. SECUENCIA DINÁMICA
- 2.7.3. MAR LONGITUDINAL
- 2.7.4. MAR DE COSTADO
- 2.7.5. PUNTUAL
- 2.7.6. CONTROLES AL PIE
- 2.7.7. UTILIZACIÓN DEL FORMULARIO Y
VISUALIZACIÓN DE SECUENCIA
DE ANIMACIÓN

2.8. GRÁFICOS

PAGINA EN BLANCO

MODELO MATEMÁTICO PARA DIMENSIONAMIENTO DE SSDRs EN EXCEL

Para la evaluación de las dimensiones y variables de diseño de SSDRs en una etapa inicial de proyecto, se ha desarrollado una herramienta interactiva en Excel que, en base a una parametrización matemática de las formas de la semi-sumergible, permite obtener de forma rápida los principales elementos de juicio en unidades de última generación.

En el presente capítulo se presentan de forma sucinta las instrucciones de uso de la herramienta.

1. INICIO Y PRIMEROS PASOS.

El libro de Excel se abre en la primera página con la portada anclada en la primera hoja del libro, en la que se incluyen las referencias de proyecto y credenciales,. A la derecha de se han dispuesto botones con macros para acceso directo a las diferentes hojas del libro donde se ha desarrollado todo el cálculo para el dimensionamiento de SSDRs.



Los principales parámetros y datos requeridos para el cálculo, se pueden introducir de dos formas:

- En las correspondientes celdas de la hoja "DATOS".
- Mediante ventanas emergentes, cuyos datos se copian directamente en la hoja "DATOS", desde un entorno más amigable e interactivo sin necesidad de recorrer la hoja de cálculo.

Los datos introducidos en las celdas de la hoja "DATOS" se leen por referencias desde cada una de las subsecuentes hojas, para uso en los cálculos requeridos en cada sección y los resultados de estos cálculos se vuelcan en la misma hoja "DATOS". Se ha intentado incluir en un formato de una única página las variables de diseño y los resultados de los cálculos, para una fácil verificación y discusión.

No todas las principales variables tienen cabida en esta primera página. Aquellas requeridas como variables de decisión específicas para cada sección no incluida en "DATOS", se introducen directamente sobre las ventanas emergentes. Hay otro grupo de variables que se han de introducir directamente en cada hoja específica del libro. Estas últimas se han cargado con los datos disponibles de las regresiones realizadas en la base de datos de proyecto. Todas las variables a introducir manualmente se han destacado en negrita y color azul en cada hoja para una fácil identificación.

En la página siguiente se ha incluido una reproducción de la hoja "DATOS", sobre la que se va a comentar la información incluida.

DIMENSIONAMIENTO DE SSDR

REFERENCIA DISEÑO: 265/4785

Densidad agua de mar

CONSTANTES		
$\rho =$	1025	kg/m ³
$g =$	9,81	m/s ²

Aceleración de la gravedad

$FB_T =$	0,60	m
$T_{transito} =$	10,60	m

FB_{transito} = Francobordo en transitoT_{transito} = Calado en transito

CONDICIÓN

T_T = 10,60 mT_T = Calado en la flotación de operación medido desde la línea de base. m

INTRODUCIR DATOS

VARIABLES DE FORMAS

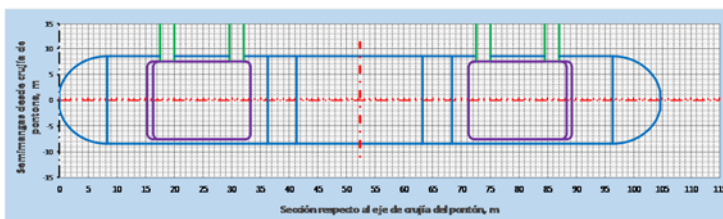
Localización	Definición de variable	Símbolo	Valor	Und.
SSDR	Eslera máxima de pontones de SSDR	L _{SSDR}	104,60	m
	Manga máxima fuera de pontones de SSDR	B _{SSDR}	73,00	m
	Puntal a cubierta de carga	D _{SSDR}	43,20	m
	Manga entre centros de pontones	B _{ca pont}	56,00	m
	Eslera entre centros de columnas	L _{grecol}	55,00	m
	Eslera en cubierta de carga	L _o	72,00	m
	Manga en cubierta de carga	B _o	71,00	m
	Air gap en mar plana	A _T	24,60	m
Extremo de popa	Mínimo Air gap en cond. meteorológicas de proyecto	A _{T (q)}	17,17	m
	Eslera del extremo de popa	L _{pp}	8,30	m
	Radio de codaste en el extremo de popa	r _{pp}	0,00	m
Pontón bajo columnas de popa	Formas de las líneas de agua del extremo de popa	-	Circular	
	Manga de pontones	b _p	17,00	m
	Puntal de pontones	h _p	11,20	m
	Radio de trancanil en pontones	r _{pc}	1,00	m
	Radio de pantoque en pontones	r _{pf}	2,00	m
Trans. de pont. a popa	Eslera de pontón bajo columnas de popa	L _{ppp}	28,00	m
	Eslera del bloque de pontón de transición de popa	L _{ppp}	5,00	m
Pontón central	Manga de sección en pontón central	b _{cp}	17,00	m
	Puntal de sección de pontón central	h _{cp}	11,20	m
	Radio de trancanil de sección en pontón central	r _{pc}	1,00	m
	Radio de pantoque de sección en pontón central	r _{pf}	2,00	m
	Elevación del fondo respecto a la línea base	e _{cp}	0,00	m
	Excentricidad de sección en pontón central, respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e _{cp}	0,00	m
	Eslera de pontón central	L _{pc}	22,00	m
	Eslera del bloque de pontón de transición de proa	L _{ppr}	5,00	m
Trans. de pont. a proa	Eslera de pontón bajo columnas de proa	L _{ppr}	28,00	m
	Eslera del extremo de proa	L _{pp}	8,30	m
Extremo de proa	Radio de la roda en el extremo de proa	r _{pr}	0,00	m
	Formas de las líneas de agua del extremo de proa	-	Circular	
Bloque de transición de columnas a popa	Manga entre mamparos interiores de pontones	b _{cp}	39,00	m
	Manga de transición columna en conexión con pontón	b _{cppp}	15,00	m
	Eslera de transición columna en conexión con pontón	L _{cppp}	18,00	m
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r _{cppppr}	1,00	m
	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r _{cppppp}	1,00	m
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa del ponton bajo columna	e _{cppppr}	3,00	m
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa de la columna	e _{ppppr}	0,00	m
	Distancia desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b _{cippp}	0,00	m
Columnas a popa	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h _{cipp}	5,00	m
	Manga de columnas a popa	b _{cpp}	15,00	m
	Eslera de columnas a popa	L _{cpp}	17,00	m
	Radio de cantos de sección a proa	r _{cppppr}	1,00	m
	Radio de cantos de sección a popa	r _{cppppp}	1,00	m
Columnas a proa	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e _{cpp}	1,00	m
	Puntal de columnas sobre cubierta de pontones	h _c	24,00	m
	Manga de columnas a proa	b _{cppr}	15,00	m
	Eslera de columnas a proa	L _{cppr}	17,00	m
	Radio de cantos de sección a proa	r _{cppppr}	1,00	m
Bloque de transición de columnas a proa	Radio de cantos de sección a popa	r _{cppppp}	1,00	m
	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e _{cppr}	1,00	m
	Manga de transición columna en conexión con pontón	b _{cppr}	15,00	m
	Eslera de transición columna en conexión con pontón	L _{cppr}	18,00	m
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r _{cppppr}	1,00	m
Bracing entre columnas de popa	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r _{cppppp}	1,00	m
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa del ponton bajo columna	e _{cppppp}	3,00	m
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa de la columna	e _{ppppp}	0,00	m
	Distancia desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b _{cipppr}	0,00	m
	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h _{cipppr}	5,00	m
Bracing entre columnas de proa	Numero de refuerzos entre columnas a popa	N _{pp}	2,00	m
	Sección típica del bracing entre columnas de popa	-	Elíptico	
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d _{pp}	2,00	m
	Eslera máxima de la sección de bracing	F _{pp}	2,50	m
	BOP del bracing respecto de la línea base	h _{pp}	12,00	m
Cubierta	Posición longitudinal del eje del bracing a proa, respecto al mamparo de proa de las columnas de popa	e _{pp}	2,50	m
	Numero de refuerzos entre columnas a proa	N _{pr}	2,00	m
	Sección típica del bracing entre columnas de proa	-	Elíptico	
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d _{pr}	2,00	m
	Eslera máxima de la sección de bracing	F _{pr}	2,50	m
	BOP del bracing respecto de la línea base	h _{pr}	12,00	m
	Posición longitudinal del eje del bracing a popa, respecto al mamparo de popa de las columnas de proa	e _{pr}	2,50	m
	Puntal de cubierta	H _o	8,00	m
	Eslera de moonpool	L _{mp}	8,00	m
	Manga de moonpool	B _{mp}	22,00	m
	Manga de moonpool máxima = B _{ca pont} - 1/2 * (L _{ppp} + L _{ppr})	B _{mp max}	41,00	m

VALORES HIDROSTÁTICAS

	SF _{SSDR TT}	XF _{SSDR TT}	YF _{SSDR TT}	L _{XX SSDR TT}	L _{YY SSDR TT}	V _{SSDR TT}	XB _{SSDR TT}	YB _{SSDR TT}	ZB _{SSDR TT}
	m ²	m	m	m ⁴	m ⁴	m ³	m	m	m
Pontones	3407,7	52,3	0,0	2749474	2921086	36142,8	52,3	0,0	5,3
Columnas	0,0	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bracing	0,0	0,0	0,0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0
SSDR	3407,7	52,3	0,0	2749474	2921086	36142,8	52,3	0,0	5,3

BMT_{SSDR TT} KMT_{SSDR TT} BML_{SSDR TT} KML_{SSDR TT}

	m	m	m	m
SSDR	76,1	81,4	80,8	86,2



PESO Y CDG EN EL CALADO DE CONDICIÓN

PARTIDA		PESO	% S/W ^{SSDR}	XG ^{SSDR}	YG ^{SSDR}	ZG ^{SSDR}
		t		m	m	m
W ^{SSDR}	Pesos SSDR	37046	100,0%	52,30	0,00	28,38
W ^{ESTRUCTURA}	Peso estructuras de acero	18485	49,9%			
W ^{ASTRE}	Peso lastre	3507	9,5%			
W ^{CONS}	Peso consumos	4525	12,2%			
W ^{EQS}	Peso equipos	4832	13,0%			
V ^{DL}	Carga variable de cub.	5040	13,6%			
W ²	Margen de peso	658	1,8%			

Peso de volumen de lastre disponible = 16%

Condición en equilibrio

ESTABILIDAD INICIAL

GM ₁ ^{SSDR}	52,54	m
GM ₂ ^{SSDR}	57,29	m
ΔGM por superficies libres	0,50	m

GRÁFICO GM₁ & GM₂

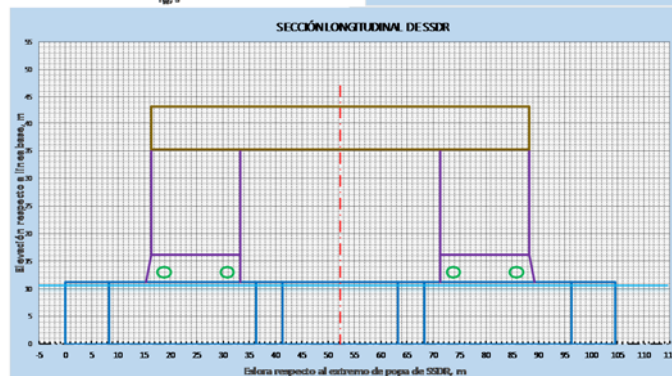
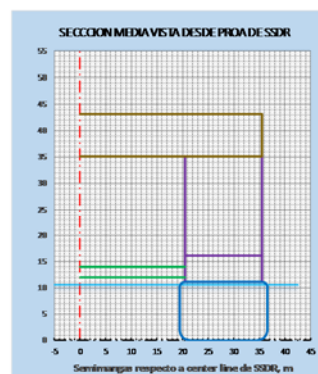
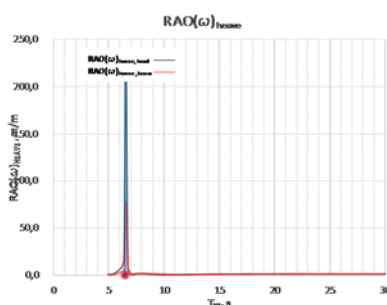
PERIODOS

T _{HEAVE TT}	6,53	s
T _{ROLL TT}	7,15	s
T _{PITCH TT}	7,32	s

GRÁFICO

CUMPLE CRITERIOS

AIRGAP MÍNIMO EN DINÁMICA

A_T^{SSDR} = 2,34 EN MAR DE COSTADO

Las variables dimensionales del casco se incluyen todas en la tabla localizada en el margen izquierdo de la página bajo el encabezado “**VARIABLES DE FORMAS**”. Esta tabla se ha dividido en cinco columnas. La primera de ellas agrupa las variables por su localización en cada uno de las cuatro secciones en que se divide una semi-sumergible, a saber:

- Pontones
- Columnas estabilizadoras
- Bracing o refuerzos.
- Cubierta

La segunda columna incluye el descriptor de estas variables. En la tercera columna se incluye el símbolo de la variable especificado en la parametrización según el capítulo 3.1. de este proyecto y que se utiliza en la formulación de las diferentes hojas de cálculo. El valor de cada variable se incluye en la cuarta columna. Las celdas con fondo celeste y texto en azul son aquellos datos que se han de introducir o variar para optimización de los cálculos subsecuentes. Las celdas con rótulos en negro y sin fondo se obtienen en función de los datos introducidos y se incluyen al considerarlos variables dimensionales. En la quinta y última columna se incluyen las unidades de las variables, en S.I.

Asumiendo simetría respecto al plano de crujía, los datos para pontones y columnas se suponen de aplicación en ambas bandas.

Cada pontón se ha dividido en 7 módulos, para poder adaptar el modelo a las tendencias actuales de optimización estructural, pese a la poca aplicación práctica. De estos siete módulos, los dos tramos de pontón bajo cubierta (el módulo de proa y el de proa) se consideran que tienen la misma sección transversal a cada lado de la maestra y se admite variar sus esloras, pese a no ser del todo ortodoxo. El pontón central no tiene ninguna dependencia dimensional con el resto de los módulos. Los dos módulos de transición entre pontón central y los situados bajo columnas tendrán las secciones extremas coincidentes con la de estos y admitirán variación en su eslora. Los extremos de pontones se podrán diseñar con diferentes secciones horizontales. Una lista desplegable permite la elección entre los modelos disponibles entre los diseños actualmente en operación. El pontón central admite asimetrías respecto al eje del pontón, tanto en la vertical como en la dirección de la manga, dando valores a los parámetros correspondientes (ver parametrización en capítulo 3.1. de este proyecto).

En consonancia con el total de las unidades en operación en la actualidad, el diseño de todas las secciones transversales de los módulos de pontones se han considerado con forma rectangular de vértices redondeados, lo que producen módulos prismático-rectangulares de cantos redondeados. El radio del canto se podrá definir para cada módulo con su variable correspondiente, aunque se considera que los radios de trancanil y pantoque en ambas bandas son idénticos para conseguir simetría. Los radios de pantoque y trancanil podrán tener radios diferentes.

Dependiendo la forma del extremo de proa, se requiere la introducción de un radio de roda. La eslora del extremo es una variable esencial, mientras la manga es heredada del módulo bajo columnas adyacente. La distancia entre pontones de la SSDR se introduce en este grupo de parámetros, y determina, junto con la posición de las columnas respecto a los pontones y las dimensiones de estas, la manga de la cubierta.

En las columnas estabilizadoras se ha considerado igualmente, secciones transversales al eje vertical de formas rectangulares y de vértices redondeados. Los primeros diseños de columnas se realizaban en sección circular, pero la evolución ha sustituido estas en su totalidad por secciones rectas, que mejoran la constructibilidad y presentan mayor amortiguamiento a los movimientos verticales. Las columnas de proa y popa se pueden diseñar con dimensiones diferentes (aunque no es la práctica en SSDRs) manteniendo simetría respecto a crujía. Las columnas estabilizadora se han subdividido en dos módulos. Un módulo de transición de forma tronco-piramidal que conecta el módulo de torre recto superior con los pontones. El módulo de transición se podrá dimensionar para conseguir una transición entre calado de tránsito y operativo no crítico en cuanto a estabilidad, con una sección mayor junto a pontones, decreciendo con el puntal. Estos módulos se podrán hacer rectos dando las mismas dimensiones a sus secciones extremas. Las columnas y transiciones de columnas admiten

excentricidades en el eje vertical, tanto en dirección de la eslora como de la manga, dando valores a los parámetros correspondientes (ver parametrización en capítulo 3.1. de este proyecto). A su vez se podrá posicionar el eje vertical de las columnas estabilizadoras de forma excéntrica al eje longitudinal de pontón. La posición longitudinal respecto a la cuaderna maestra, tanto del módulo de transición como del módulo recto de columnas se refiere al mamparo más cercano a la maestra en cada uno de los módulos bajo columnas del pontón. Se admite que estas posiciones sean asimétricas respecto a la maestra. La posición longitudinal de columnas y sus dimensiones fijan la eslora de cubierta.

El puntal total de las columnas respecto de la cubierta de pontones se introduce en este grupo de parámetros, y es determinante de la posición vertical de cubierta de SSDR sobre la línea base, incidiendo directamente en la estabilidad y operatividad de la unidad.

Se ha considerado en la concepción estructural de la unidad la existencia de bracing entre columnas para rigidización transversal y reducción de esfuerzos en la cabeza de torres en su unión con cubierta, situados en un plano horizontal y directrices rectas paralelas a los ejes principales. No se han considerado en el diseño conceptual la existencia de reforzados en los planos verticales y diagonales para soporte de estructura de cubierta y rigidización de flotadores. Estas configuraciones se han venido utilizando desde el inicio del diseño, pero a partir de la 4ª generación tienden a desaparecer en semi-sumergibles con cuatro columnas estabilizadoras todos estos refuerzos verticales y diagonales al evolucionar el diseño estructural de las conexiones entre cubierta y columnas, mejorando la constructibilidad, reduciendo pesos de estructura y mejorando las condiciones de operatividad. No obstante, en unidades con elevadas VDL y en especial las diseñadas para el mar del norte y ambientes extremos, con más de cuatro columnas, estos reforzados se mantienen, aunque reducidos al mínimo.

Para el bracing se podrá elegir su sección transversal, introduciendo las dimensiones vertical y longitudinal de su sección. Habitualmente estos son tubulares, y podrá tener secciones circulares o elípticas. El BOP (Bottom Of Pipe) o el extremo inferior del refuerzo sobre la línea de base, el número de refuerzos (1 o dos elementos por columna) y la posición respecto del mamparo de la columna completan la definición geométrica de estos refuerzos. Se considera que los refuerzos se localizan en el eje de simetría del tramo recto de columnas.

Se ha considerado un diseño de cubierta en el que sus mamparos verticales extremos son coincidentes con los mamparos de las columnas estabilizadoras, siguiendo las tendencias de diseño actual, con el que se maximiza la superficie disponible para operación. Otras tendencias de diseño retranquean los mamparos extremos respecto de los mamparos de columnas. Con esto se reduce peso, pudiendo mantener una superficie de cubierta máxima con el uso de cantilevers. Pese a la no despreciable ventaja respecto al peso, la reducción de la rigidez en la conexión de cubierta con torres, se puede presentar en estadios de diseño posteriores, con el consiguiente conflicto en el incremento de pesos y coste al incrementar los reforzados. Entendemos que el diseño escogido es más flexible en estas primeras fases de proyecto.

La definición del módulo de cubierta se completa con la definición del puntal, que tendrá incidencia en el peso de la semi-sumergible así como en la estabilidad. Pero el principal criterio que determina el puntal de cubierta es volumétrico, ya que se su interior ha de dar cabida a todos los equipos requeridos en las operaciones específicas. Sobre la cubierta se abre el moonpool, paso franco que permite el acceso a la superficie marina de todos los equipos específicos al fondo marino. Las dimensiones en planta de este paso dependerán principalmente del tipo de derrick (dual o simple) y de la maniobra de los grandes equipos submarinos (BOPs, Trees, LMRs, Risers, etc). La dimensión transversal máxima no podrá superar la distancia entre el interior de los costados de columnas en cada banda más un margen constructivo, ya que coincidentes con estos y entre columnas de proa y popa se sitúan los mamparos resistentes que dan soporte y conexión a todo el conjunto. En la celda correspondiente se incluye la dimensión trasversal máxima admisible sin márgenes, para referencia.

En las primeras posiciones de la tabla se incluyen las dimensiones principales de la SSDR, obtenidas al computar las variables dimensionales introducidas.

Bajo el encabezado de la hoja se disponen las siguientes áreas:

1.1.CONSTANTES.

Las constantes utilizadas en los cálculos, densidad del agua de mar y aceleración de la gravedad se introducen en las casillas correspondientes.

CONSTANTES		
Densidad agua de mar	$\rho =$	1025 kg/m ³
Aceleración de la gravedad	$g =$	9,81 m/s ²

1.2.FRANCOBORDO EN TRÁNSITO.

El francobordo en calado de tránsito se ha de introducir como variable para el cálculo en las condiciones correspondientes y verificación de flotabilidad. El francobordo en las fases iniciales de proyecto se estima respecto de las unidades en operación. En función de este dato, y del puntal definido para los pontones se calcula el calado de tránsito para el cual se evalúan las dimensiones introducidas.

$FB_T =$	0,60 m
$T_{Transito} =$	10,60 m

FB_T = Francobordo en tránsito
 $T_{Transito}$ = Calado en tránsito

1.3.CALADO OPERATIVO

La herramienta evalúa las dimensiones y condiciones operativas de cada diseño para un calado operativo especificado. Sobre esta casilla se introducirá el calado para el cual se requiere la evaluación. En la casilla “REFERENCIA DE DISEÑO” se podrá introducir una identificación del proyecto o diseño objeto de estudio. Se incluye un botón de macro “INTRODUCIR DATOS” con acceso directo a la ventana emergente de “DIMENSIONAMIENTO” en el caso que se esté operando directamente en la hoja y se quieran revisar datos de forma más cómoda y rápida.

REFERENCIA DISEÑO:	265/4785
CONDICIÓN	$T_T =$ 22,00 m

T_T = Calado en la flotación de operación medido desde la línea de base, m

INTRODUCIR DATOS

1.4.VALORES HIDROSTÁTICOS

Los resultados de los cálculos con las dimensiones introducidas, arrojan unos valores de hidrostáticas para la condición de calado específica de los que se incluyen para revisión y valoración los más destacados. Se han incluido los valores estáticos de los tres principales volúmenes sumergidos de la unidad y los valores de estabilidad de formas del volumen total en la condición de flotación. Se ha destacado en rojo los valores de volúmenes por considerarlos esenciales en la evaluación/comparación.

	$SF_{SSDR TT}$ m ²	$XF_{SSDR TT}$ m	$YF_{SSDR TT}$ m	$I_{XX-SSDR TT}$ m ⁴	$I_{YY-SSDR TT}$ m ⁴	$V_{SSDR TT}$ m ³	$XB_{SSDR TT}$ m	$YB_{SSDR TT}$ m	$ZB_{SSDR TT}$ m
Pontones	0,0	0,0	0,0	0	0	38122,4	52,3	0,0	5,6
Columnas	1016,6	52,3	0,0	834874	817438	11128,9	52,3	0,0	16,5
Bracing	0,0	0,0	0,0	0	0	644,0	52,3	0,0	13,0
SSDR	1016,6	52,3	0,0	834874	817438	49895,3	52,3	0,0	8,2

	$BMT_{SSDR TT}$ m	$KMT_{SSDR TT}$ m	$BML_{SSDR TT}$ m	$KML_{SSDR TT}$ m
SSDR	16,7	24,9	16,4	24,5

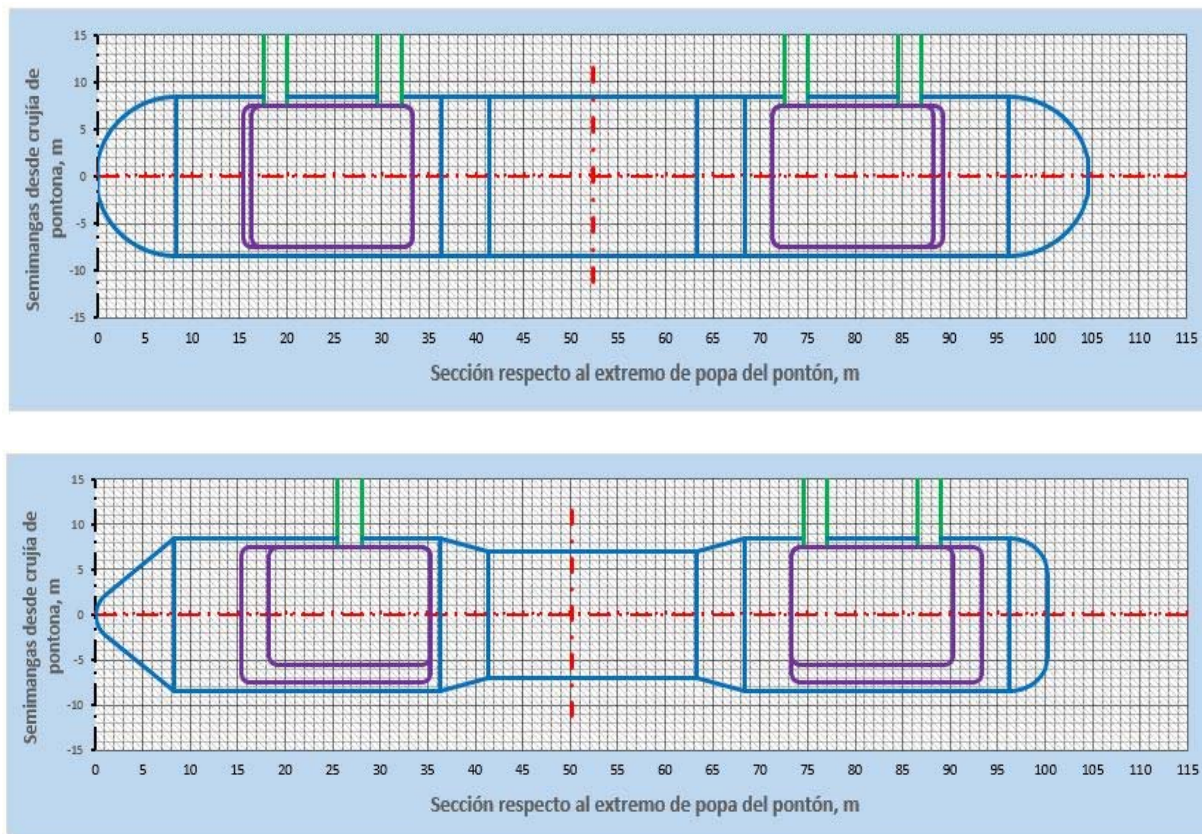
1.5.PLANOS DE FORMAS

Para una mayor interactividad y verificación instantánea de los efectos que sobre el diseño tienen los valores de las diferentes variables introducidas se han incluido gráficos que muestran las diferentes formas resultantes. Esta utilidad ayuda a una identificación rápida de errores en la introducción de datos y a identificar faltas de simetrías y otros detalles.

Las formas rectas características de las unidades SSDRs facilitan el cálculo y la representación geométrica frente a las unidades con cascos ahusados típicos de los monocascos utilizados en los drillships. Esta

característica posibilita y mejora la capacidad representativa y de computación en hojas de cálculo de fácil acceso y al alcance de cualquier usuario como es Excel.

Se incluyen tres gráficos donde se representa una vista en planta seccionada por un plano en el extremo superior del módulo recto de columnas, una semi-sección transversal en alzado por la cuaderna maestra correspondiente al costado de babor y una semi-sección longitudinal por crujía mirando a babor.

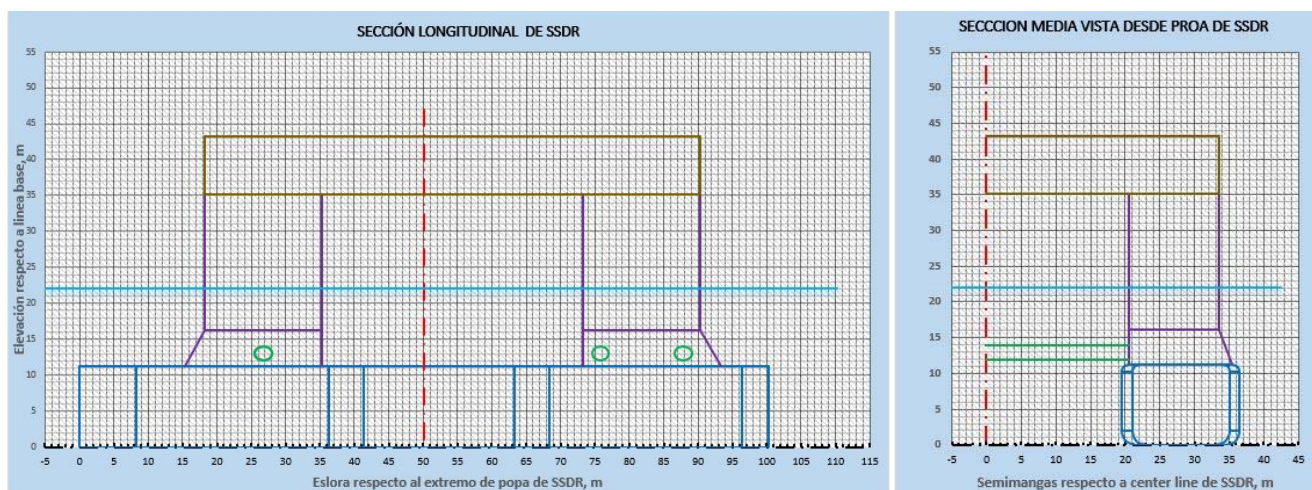


Las dos figuras anteriores muestran dos diseños diferentes. La primera un diseño totalmente simétrico, paralelepípedo en pontón con extremos de sección circular y transiciones de columna excéntricas hacia los extremos. La segunda con manga reducida del módulo de pontón central aunque centrado en crujía, módulos de transición tronco-piramidales, columnas asimétricas, módulos de proa de diferente tipología y bracing también asimétrico.

Los orígenes para la representación y cálculos se han fijado en el extremo de popa (perpendicular de popa) de pontones para la dimensión longitudinal de todas las secciones y módulos de la SSDR. Los pontones se diseñan sobre su propio eje de simetría longitudinal coincidente con el del módulo de pontones bajo columnas (por ser ambos rectos y estar en el mismo eje longitudinal paralelo al eje de crujía de la SSDR) para las dimensiones transversales, dirección de la manga de SSDR. Al ser ambos pontones simétricos y de dimensiones semejantes, se diseñará en un solo pontón. El eje longitudinal principal de la SSDR es su eje de crujía, equidistante al de cada uno de los pontones. El origen de las dimensiones verticales se sitúa en la línea de base, coincidente con el fondo plano de los módulos de pontón bajo columnas.

En los planos de formas se representan con colores diferentes las diferentes secciones de la semi-sumergible, pontones, columnas, bracing y cubierta. La línea de agua correspondiente al calado de flotación se incluye en azul celeste. En las figuras a continuación se han representado las secciones longitudinal y transversal correspondientes a la segunda de las secciones en planta de la figura anterior. Se distinguen la excentricidad de las columnas respecto a los pontones, la excentricidad de las transiciones de columnas, la reducción de manga del pontón central, los radios de trancanil y pantoque

en los módulos de pontón y las secciones de bracing con su disposición asimétrica respecto a la línea de crujía de la SSDR, considerada en la semi-eslora.



1.6. PESOS Y CENTROS DE GRAVEDAD.

La herramienta calcula los pesos de la unidad diseñada en función de las variables dimensionales introducidas y de unos coeficientes de pesos que se introducen como se indica más adelante.

Se presenta la información en una tabla en la que se relacionan los pesos calculados por cada partida de peso considerada. La primera línea informa del peso total de la SSDR en la condición de calado considerada, desplazamiento total de SSDR, y las posiciones del cdg respecto al origen de dimensiones especificado en el punto anterior. Se informa para cada partida de peso del porcentaje que este representa sobre el total de la SSDR para comparación y valoración

El peso de estructura se refiere al peso total de acero que conforma cada una de las secciones de la estructura del casco, a saber, pontones, columnas, bracing y cubierta. Este peso se calcula por coeficientes de peso volumétrico sobre los volúmenes de los diferentes módulos de las secciones. Se podrá elegir diferentes coeficientes de peso para diferentes localizaciones de la estructura.

El peso de lastre se calcula en función del volumen requerido para conseguir el calado de la condición. Este cálculo es automático, en función de unos porcentajes máximos de utilización en cada módulo de pontones exclusivamente, que es donde se concentra el 100% del lastre. Los porcentajes de ocupación de lastre máximo en cada volumen se modifican directamente en la hoja de "PESOS", no se hace de forma interactiva.

PESO Y CDG EN EL CALADO DE CONDICIÓN

PARTIDA		PESO	% S/W ^{SSDR}	XG ^{SSDR}	YG ^{SSDR}	ZG ^{SSDR}
		t		m	m	m
W ^{SSDR}	Pesos SSDR	53227	100,0%	52,30	0,00	20,14
W ^{ESTRUCTURA}	Peso estructuras de acero	18485	34,7%	Uso de volumen de lastre disponible = 87% Condición en equilibrio		
W ^{LASTRE}	Peso lastre	18573	34,9%			
W ^{CONS}	Peso consumos	4573	8,6%			
W ^{EQS}	Peso equipos	3916	7,4%			
VDL	Carga variable de cub.	<div><input type="checkbox"/></div> 7000	13,2%			
W ^x	Margen de peso	679	1,3%			

Un mensaje emergente en la celda contigua al porcentaje de lastre sobre el desplazamiento de la unidad nos informa del volumen de lastre utilizado sobre el total previsto, de tal forma que no se puedan diseñar situaciones en las que no se disponen de los volúmenes requeridos de lastre con los porcentajes de

ocupación prefijados. Si el volumen requerido se puede asumir con el volumen disponible de tanques de pontones, se indicará el porcentaje de uso como se indica en la figura anterior, en el caso que el volumen requerido exceda, aunque el programa lo calculará para llegar al equilibrio, el valor numérico del peso de lastre cambia a color rojo y aparece el mensaje “**FALTA VOLUMEN PARA LASTRE EN TANQUES**” en sustitución del previo “Condición de equilibrio”, como se muestra en la figura siguiente.

W^{SSDR}	Pesos SSDR	59479	100,0%	49,66	0,00	18,59
$W^{ESTRUCTURA}$	Peso estructuras de acero	18485	31,1%			
W^{LASTRE}	Peso lastre	24351	40,9%			
W^{CONS}	Peso consumos	5038	8,5%			
W^{EQS}	Peso equipos	3916	6,6%			
VDL	Carga variable de cub.	<input checked="" type="checkbox"/> 7000	11,8%			
W^X	Margen de peso	689	1,2%			

FALTA VOLUMEN PARA LASTRE EN TANQUES

En este caso se han de revisar las dimensiones o el calado de operación para restaurar la unidad al equilibrio hidrostático.

Los pesos de consumos se calculan en función de regresiones de datos de la base de proyecto, donde en función de los volúmenes de tanques de acopio se calcula el peso multiplicando por el coeficiente de estiba estimado.

Los pesos de equipos incluyen aquellos propios para servicios del buque y los específicos para la misión que están directamente montados en la estructura. Los primeros se calculan en función de un coeficiente sobre el peso del casco, mientras que los de perforación se han computado directamente con los pesos medios de equipos instalados en unidades SSDR de última generación.

VDL, “Variable Deck Load” o carga variable de cubierta es uno de los principales objetivos de proyecto. Se podría equiparar al peso muerto de la unidad y realmente identifica el total de peso que se puede cargar y manipular en la semi-sumergible sobre la cubierta de operación. Incluye todos los equipos, materiales y consumibles necesarios para completar las operaciones de perforación o intervención para las que ha sido diseñada la unidad. Este valor se introduce en dos vías diferentes.

- Parámetro de diseño. Se introduce como cota a cumplir por el diseño.
- Calculado a partir de un desglose de equipos que se relaciona y puede ser modificado en la hoja “PESOS” para previsión en una condición de operación determinada y comparar con la cota de diseño requerida.

La carga variable de cubierta se considera máxima en la condición de operación, pero en condiciones de tránsito y supervivencia puede disminuir. La herramienta identifica cuando el calado corresponde a tránsito y supervivencia, modificando automáticamente el valor de este peso para el calado de la condición requerida. El valor de VDL en condiciones de tránsito y supervivencia se calcula como porcentaje de la VDL en operación introducida como parámetro de diseño. El factor de reducción se calcula por regresión en la base de datos de proyecto.

El sistema permite fijar la VDL calculada por desglose en cualquier condición de calado, clicando en el check box enmarcado en rojo junto al valor de VDL.

Se incluye un margen de peso que se fija en el 2% de todos los pesos calculados, sin considerar el peso de lastre.

Cada partida de peso incluye la estimación y cálculo de los centros de gravedad que se computan para el cálculo del cdg final de la SSDR.

Todos los parámetros son modificables y las listas de pesos ampliables, accediendo directamente en la hoja de “PESOS”.

1.7. ESTABILIDAD INICIAL

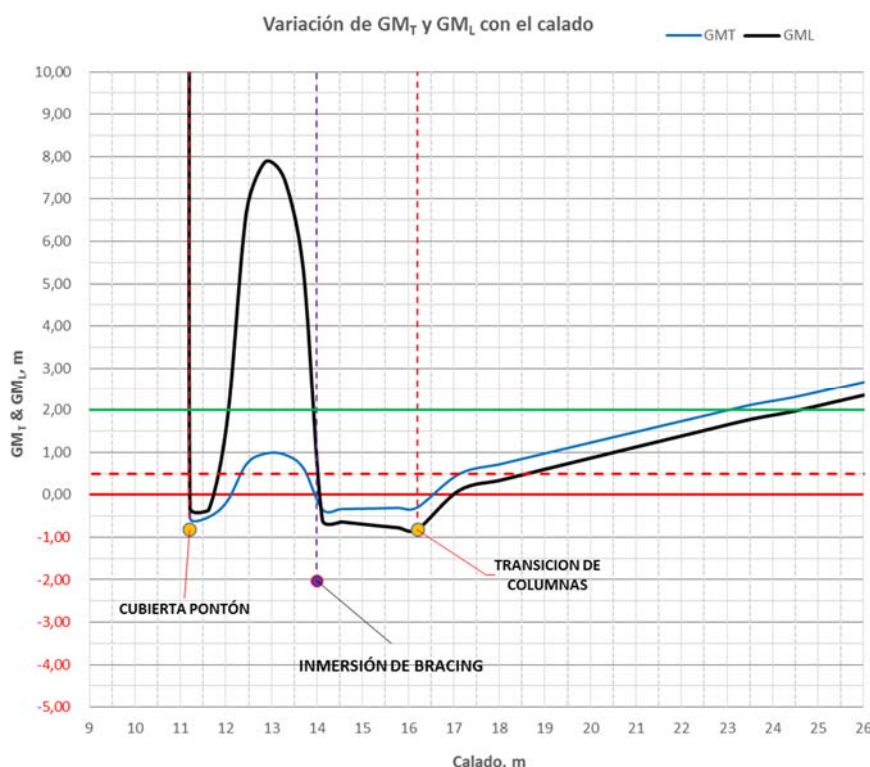
La estabilidad inicial se calcula sobre los datos introducidos de pesos y los valores hidrostáticos calculados con las variables dimensionales. En las casillas específicas se incluyen los valores de las alturas metacéntricas transversal y longitudinal. El valor medio de corrección por superficies libres se ha de estimar e introducir como variable de cálculo elegida por el diseñador en estas primeras fases de proyecto. Se incluye un botón de acceso al gráfico de variación de las alturas metacéntricas longitudinal y transversal, del que se ha extraído una copia a continuación.

ESTABILIDAD INICIAL

GM_T^{SSDR}	=	52,54	m	GRÁFICO GM_T & GM_L
GM_L^{SSDR}	=	57,29	m	
ΔGM por superficies libres =				0,50 m
CUMPLE CRITERIOS				

Este gráfico ayuda al diseño de las dimensiones correctas para proveer un mínimo de estabilidad en todo el rango de calados operativos. Las condiciones operativas de las semi-sumergibles requieren de lastrado para la variación del calado desde la situación de tránsito a la de operación, de esta a la de supervivencia y viceversas.

Durante estas maniobras la superficie de flotación varía y con ello la estabilidad de formas, radio metacéntrico, que influye directamente en la estabilidad estática inicial. Un punto crítico lo representa el paso de la flotación en tránsito, sobre pontones, a la inmersión de las columnas. Al reducirse el área de flotación, se reducen las inercias y por tanto se reduce la altura del metacentro sobre la línea base. En el gráfico se representa la posición de la cubierta de pontonas, el tope de los elementos de



bracing y el límite de la transición de columnas, que representan los calados donde se modifica la superficie de flotación al entrar el bracing en flotación se produce un incremento de la altura metacéntrica, cayendo drásticamente al pasar a estar inmersos totalmente. El eje, rotulado en rojo representa el límite donde las alturas metacéntricas se hacen 0 y pasan a negativos. La línea roja a trazos representa el valor de $GM = 0.5$ m, mínimo recomendado internacionalmente. En verde se representa el límite $GM = 2$ m que se considera el mínimo a mantener en operaciones de perforación. El gráfico corresponde a una SSDR con dimensiones no admisibles desde el punto de vista de estabilidad, que requiere revisión y redimensionamiento.

Cuando se obtengan unas dimensiones que confieran al diseño unas condiciones de estabilidad admisibles, se prosigue con el proceso, y en un estadio más avanzado se analiza la curva de estabilidad a grandes ángulos. En caso de que el análisis cumpla los criterios de estabilidad requeridos se imprimirá el mensaje emergente "CUMPLE CRITERIOS". En caso contrario el mensaje será "NO CUMPLE CRITERIOS" y se habrá de proceder a la revisión de las variables dimensionales. La herramienta considera los criterios incluidos en las reglas para unidades de perforación offshore móviles con columnas estabilizadoras de 2014, que coinciden con los estándares de otras SSCC y de la IACS (International Association of Classification Societies).

1.8. DINÁMICA

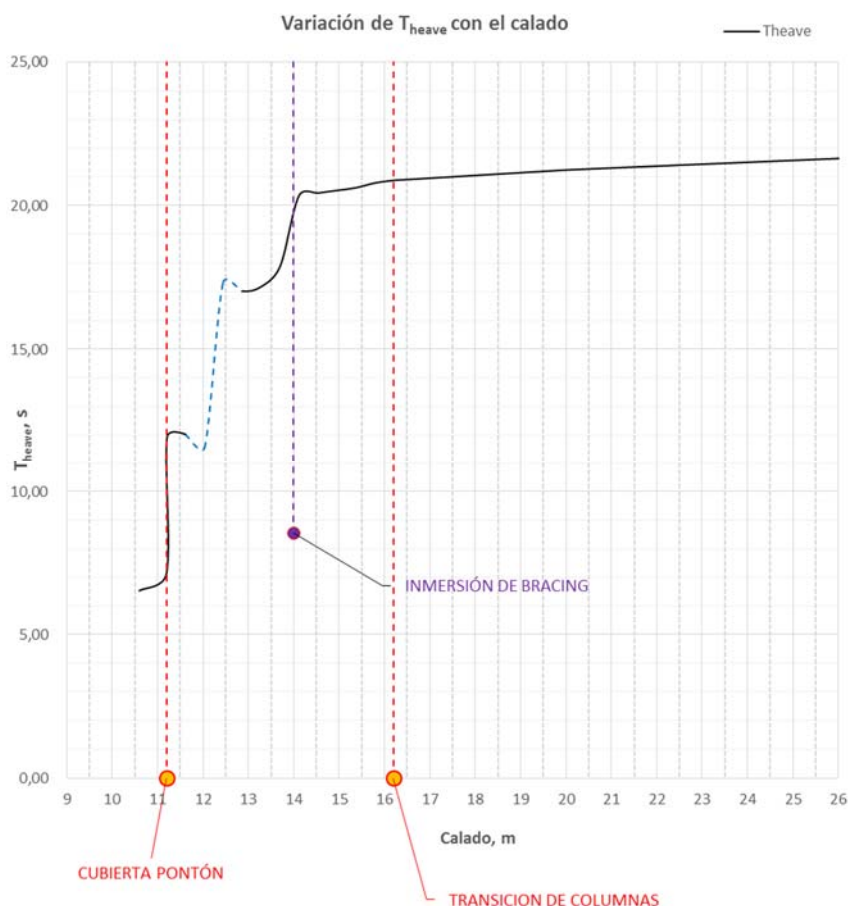
En este resumen se presentan los valores de los periodos calculados para arfada ("heave"), balance ("roll") y cabeceo ("pitch"). Un botón con macro da acceso a la visualización del periodo de arfada con el calado para su evaluación. El periodo de arfada se ha de mantener por encima de 20 s en los calados de operación, para evitar la resonancia con la acción de las olas y disminuir los desplazamientos verticales.

PERIODOS

$T_{\text{HEAVE TT}} =$	22,10	sg
$T_{\text{ROLL TT}} =$	98,29	sg
$T_{\text{PITCH TT}} =$	122,48	sg

GRÁFICO

Se representa en este gráfico los mismos límites que los incluidos en el gráfico anterior y que representan pasos críticos en la operación de inmersión. Al reducir la sección de flotación e incrementar el volumen sumergido se incrementa el valor del periodo de arfada. En la curva de variación de periodo se ha incluido en trazos celestes el paso del calado por la posición del bracing.



El análisis dinámico en pasos siguientes del procedimiento ayuda a la determinación de los valores dinámicos del AirGap, cuya determinación y verificación de que se encuentra en valores por encima de los mínimo recomendados para evitar slamming en el fondo de cubierta es otro de los objetivos principales del dimensionamiento inicial.

La herramienta informa del valor mínimo de longitud calculada para el AirGap, y en cual de las condiciones estudiadas, mar de costado o mar de popa. En caso que este valor esté por debajo de 1.5 m, valor referido en los estándares internacionales, aparecerá un mensaje informando de que este valor no es admisible, para una revisión dimensional, como se indica en la figura adjunta, donde el valor se vuelve a rojo como indicación de invalidez.

AIRGAP MÍNIMO EN DINÁMICA

$A_T^{SSDR} =$	2,34	m, EN MAR DE COSTADO
----------------	-------------	----------------------

Para obtener valores correctos en las celdas correspondientes de estos parámetros, se requerirá correr previamente el módulo dinámico como se detalla a continuación de esta guía de uso.

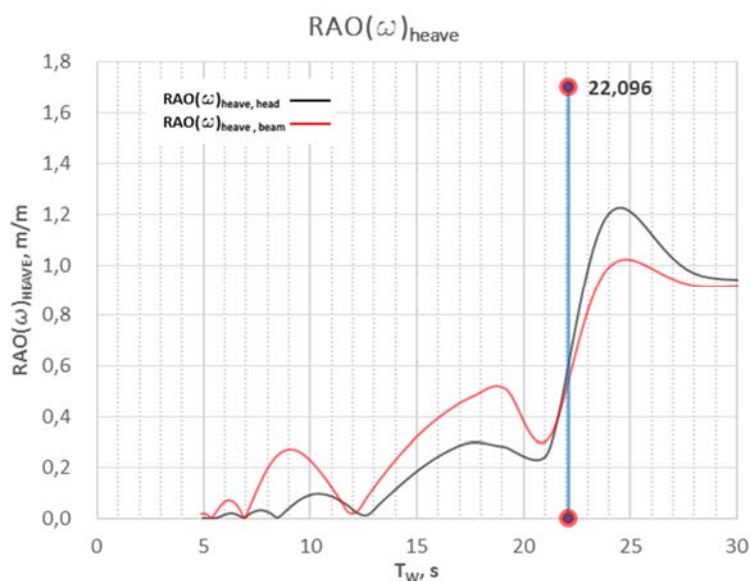
AIRGAP MÍNIMO EN DINÁMICA

$A_T^{SSDR} =$	1,00	m, AIR GAP MÍNIMO NO ADMISIBLE
----------------	-------------	--------------------------------

En este mismo espacio se incluye un gráfico de la RAO del movimiento de arfada, calculada s/la expresión:

$$RAO_z(\omega) = 1 / (1 - \beta^2) * G(\omega)$$

donde $\beta = T_{heave\ TT} / T_w = \omega_w / \omega_{heave\ TT}$, representa la relación de frecuencias de ola y SSDR y $G(\omega)$ es una función que depende de las variables dimensionales de la unidad y la sumergencia de estos. La formulación se basa en relaciones empíricas para semi-sumergibles con cuatro columnas estabilizadoras según se refiere en las referencias de proyecto incluidas. En el gráfico se han incluido la respuesta de arfada en mares de costado y de proa. Se posiciona sobre la RAO, el periodo de arfada calculado para la condición.

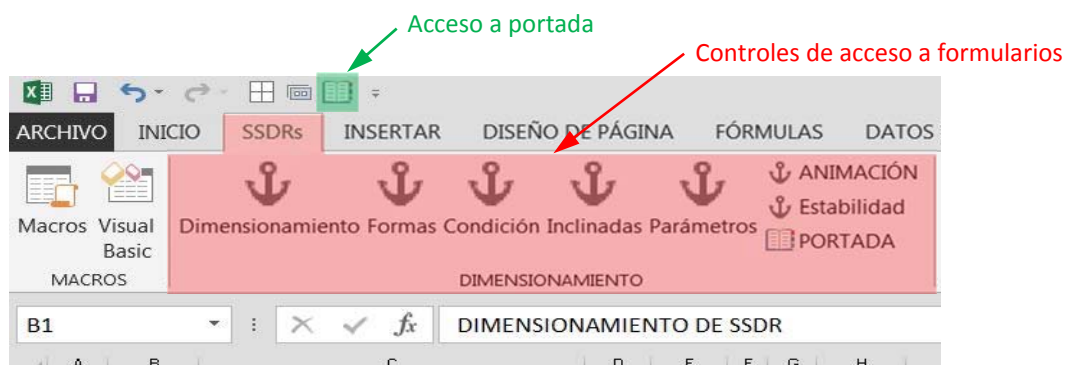


2. PRESENTACIÓN INTERACTIVA. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Se ha pretendido implementar una operativa interactiva, que permita introducir datos y disponer de los resultados de forma inmediata sin necesidad de navegar a través de las diferentes hojas de cálculo y sus miles de líneas. Esto se ha conseguido con la introducción de ventanas emergentes diseñadas en el módulo de VB de Excel con los controles necesarios para conseguir las acciones pretendidas.

VB se ha empleado para programar la introducción de datos y su lectura inmediata, así como secuencias de cálculo iterativo. No se ha incluido en VB ninguna formulación matemática para el cálculo de proyecto. Toda la formulación se ha incluido en las hojas correspondientes, debidamente referenciados, deducidos y expuestos para revisión o implementación.

Para el acceso rápido a las diferentes ventanas emergentes o formularios, se ha incluido en la cinta de opciones de Excel una pestaña específica con el nombre “SSDR”, donde se ha incluido un grupo de comandos llamado “DIMENSIONAMIENTO” donde se disponen los comandos que abren los formularios específicos.



Sobre la barra de herramientas de acceso rápido se ha incluido otro comando que da acceso directo a la portada del libro de Excel, que permitirá moverse entre las diferentes hojas de cálculo.

2.1. DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR

Pulsando sobre el comando “DIMENSIONAMIENTO” (Macro5), se abre el formulario “DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR” para la introducción de los datos dimensionales requeridos por la herramienta para la definición geométrica de la unidad bajo diseño.

En la parte superior del formulario se representan las dimensiones principales de la SSSDR con los datos cargados en las celdas correspondientes en el momento de la apertura del formulario que corresponderá a una tentativa de diseño previo. Se incluye también un valor de AirGap que corresponde a la distancia entre la flotación y el fondo de cubierta en situación adrizada estática, sin ola.

A la derecha de estos de estas dimensiones, se sitúan tres botones de comando. El botón **CÁLCULO CONDICIÓN** abre el formulario de “CALCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO”, donde se podrá introducir el calado de operación y leer otros datos, como se definirá mas adelante. Este calado es la base del cálculo hidrostático y demás características del diseño. El botón **FORMAS** abre el formulario “FORMAS”, donde se visualizan las formas de la SSDR que se corresponden a las dimensiones introducidas. El botón **PARÁMETROS DE DISEÑO** abre el formulario para la introducción de los parámetros de diseño.

DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR

DIMENSIONES DE SSDR

Eslera pontones SSDR, LSSDR =	104,60 m
Manga fuera de pontones SSDR, BSSDR =	73,00 m
Puntal cubierta de carga SSDR, DSSDR =	43,20 m
Manga entre ejes pontones SSDR, BCLpont =	56,00 m
Eslera entre centros de columnas, Lejecol =	55,00 m
Eslera cubierta SSDR, LD =	72,00 m
Manga cubierta SSDR, BD=	71,00 m
Air Gap en flotación, AT =	11,20 m

PONTONES | COLUMNAS | BRACING | CUBIERTA

Extremo popa | **Extremo proa**

Eslera del extremo de popa, lppp = 8,30 m Semi-manga

Radio de codaste en el extremo de popa, rpp = 0,00 m 0

Formas de las líneas de agua del extremo de popa Circular

Pontón bajo columna de popa | **Pontón bajo columna de proa**

Eslera pontón, lpccp = 28,00 m Radio trancanil, rpc = 1,00 m

Manga pontón, bp = 17,00 m Radio pantoque, rpf = 2,00 m

Puntal de pontón, hp = 11,20 m

Transición pontones a popa | **Pontón central** | **Transición pontones a proa**

Eslera pontón central, lpcc = 22,00 m Radio trancanil, rcpc = 1,00 m

Manga pontón central, bcp = 17,00 m Radio pantoque, rcpf = 2,00 m

Puntal de pontón central, hcp = 11,20 m

Elevación fondo pontón central, ecp = 0,00 m HACER SIMETRÍA

Excentricidad transversal respecto a mamparo bajo columnas, ecpy = 0,00 m

Manga entre mamparos inter. de pontones, bep = 39,00 m

GRABAR **GRÁFICOS** **PARÁMETROS DE DISEÑO**

Bajo este encabezado se incluye una hoja con cuatro pestañas, que corresponden con las cuatro secciones consideradas en la SSDR.

2.1.1. PONTONES

La figura de esta página presenta abierta la pestaña “PONTONES”. En esta pestaña se observan tres grupos de pestañas que corresponden a los siete módulos considerados para los pontones.

El primer grupo se refiere a los extremos de pontón, “Extremo popa” y “Extremo proa”. Ambas pestañas incluyen las variables dimensionales con las que se define su geometría. Los datos a introducir se rotulan en color azul. Junto a cada casilla de datos se define la variable y se incluye su acrónimo en correspondencia con lo definido en el capítulo 3.1. **PARAMETRIZACIÓN**, de este proyecto. A la derecha de cada casilla las unidades de la dimensión.

- Longitud del extremo. longitud desde al conexión con el módulo de pontón bajo columna y el extremo, codaste o roda. En el caso de extremos de proa circulares, donde la longitud es igual a la semimanga del pontón bajo columna, se ha incluido el botón, **Semi-manga** que graba automáticamente el valor de la semimanga en la casilla.
- Radios de codaste/roda se introducen en aquellos extremos donde se termina en un vertice redondeado, como el caso de extremo triangular. En el caso de extremos rectos este radio da

curvatura a los cantos verticales de intersección entre mamparo de tope y costados de pontón. Se incluye el botón para hacer el valor de la casilla 0.

- Formas de líneas de agua en extremo de proa o popa. Se han definido cinco tipologías de uso en SSDRs, definidos en el Anexo I del capítulo 2.2. CONFIGURACIÓN DE SEMI-SUMERGIGLES. CONFIGURACIÓN DE SSDRs, de este proyecto. Se incluye una lista desplegable sobre la que se hace la selección del extremo.

Forma de líneas de agua en extremo de proa o popa. Se incluye una lista desplegable sobre la que se hace la selección del extremo.

El segundo grupo incluye la definición de los módulos de pontón bajo columnas estabilizadoras. Se definen las dimensiones de eslora, puntal y manga del módulo a los que hay que añadir los radios de trancañil y pantoque. Las secciones de pontones se consideran iguales a proa y popa, con lo que la única dimensión asimétrica considerada es la eslora. En la figura se incluye la pestaña correspondiente al módulo bajo columnas de proa, donde solo se requiere introducir la eslora del módulo.

Pestaña de configuración de pontón bajo columna de proa. Se muestra el campo "Eslora pontón, lpcpr =" con el valor "28,00 m".

El tercer grupo incluye la definición de las secciones centrales de pontón. El pontón central se define con su eslora, manga, puntal y radios de trancañil y pantoque. El módulo central de pontón admite excentricidad tanto vertical como transversal. La excentricidad vertical se define con la distancia del fondo de pontón sobre la línea base y la excentricidad transversal se define con la distancia entre el mamparo interior de pontones bajo columnas y mamparo de pontón central. En el caso de que queramos posicionar el pontón central en el eje de pontón, se puede usar el botón **HACER SIMETRÍA** con lo que el valor de la casilla de excentricidad transversal se introduce automáticamente. Los módulos de transición de pontones se definen solamente con la longitud entre secciones extremas, como se presenta en la figura adjunta.

Pestaña de configuración de pontón central. Se muestra el campo "Eslora bloque de transición de pontón, lptpr =" con el valor "5,00 m".

La definición de pontones se completa con la distancia existente entre ambos pontones a cada banda. La variable dimensional que sitúa ambos pontones es la distancia entre los mamparos interiores de pontones, a introducir en la casilla del formulario. Al final de la pestaña.

2.1.2. COLUMNAS

La figura en la página siguiente presenta abierta la pestaña "COLUMNAS". En esta pestaña se observan dos grupos de pestañas que agrupan los módulos de columnas rectas y las transiciones de columnas y pontones. En cada uno de los grupos se incluye una pestaña para los módulos de popa y otra para los módulos de proa. En el caso de las columnas se considerará simetría respecto a la cuaderna maestra, que garantice una simetría longitudinal de la unidad en flotación de operación, con las columnas en inmersión.

El primer grupo incluye la definición de los tramos rectos de columnas que conectan con la cubierta y se apoyan sobre las transiciones. Las columnas se definen por su sección transversal con la eslora, manga y radios de encuentro de los vertices. Los radios de vertices se agrupan por simetría longitudinal, considerando los del mamparo de proa de igual radio entre sí, al igual que los situados en el mamparo de popa. Esto es así por consideraciones hidrodinámicas. La excentricidad de las columnas en sentido transversal se fija con la inclusión de un parámetro dimensional que define la distancia entre el mamparo interior de los pontones con el mamparo interior de las columnas. La posición longitudinal se define con las transiciones de columna. Lo habitual es que las columnas de proa y de popa sean simétricas.

El segundo grupo incluye la definición de los módulos de transición entre columnas y pontones. Las transiciones de columnas son cuerpos tronco-piramidales. La sección superior coincide con la sección

definida para las columnas, con lo que se ha de definir la sección que apoya sobre los pontones. Al igual que los módulos de columnas, se consideran simetría respecto de la crujía para las transiciones de popa y de proa respectivamente. Las secciones de apoyo a pontones se define con la eslora y manga así como con los radios de vertices, que se suponen iguales en los dos vertices de proa (E_r y Br) y de popa. La definición del volumen se completa con la altura del módulo respecto de la cubierta del pontón. Por último resta definir la posición de la transición sobre el pontón y la posición de la sección superior respecto de la inferior. La posición longitudinal de la transición se hace definiendo la distancia entre la arista mas próxima al eje de la cuaderna maestra de SSDR y el extremo mas cercano al eje de la cuaderna maestra del módulo de pontón bajo columnas, e_{ctppi} . La posición de la arista mas cercana al eje de maestra de la sección superior de la transición se posiciona fijando la distancia entre esta y la misma arista del modulo de pontón bajo columna mas cercana a la maestra, c_{pppi} , que define a la vez la posición longitudinal de la columna correspondiente montada sobre la transición. Esta dimensión define además la pendiente del mamparo de proa y popa de la transición. La posición transversal de la sección inferior de la transición se fija con la distancia entre el mamparo interior de columna fijado anteriormente y la arista interior de la sección inferior de la transición, b_{ctipi} .

Por último, ha de indicarse la altura total o puntal de las columnas completas respecto de la cubierta del pontón, al pié de la pestaña. Este parámetro fija la posición de la cubierta e interviene directamente en las características de estabilidad influyendo directamente en la altura metacéntrica, además de determinar el AirGap.

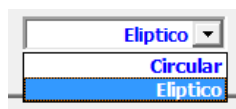
2.1.3. BRACING

La figura en la página siguiente presenta abierta la pestaña “BRACING”. Se considera bracing a popa y a proa. El bracing son refuerzos transversales que conectan entre sí ambas bandas de la SSDR a una distancia vertical determinada para prover rigidez estructural frente a esfuerzos transversales y reducir los momentos de empotramiento en la cabeza de torres en su conexión con la cubierta. Se posicionan normalmente por encima del calado de tránsito para no interferir con la resistencia hidrodinámica, y se conectan con en los mamparos interiores de las torres.

La herramienta permite definir por separado la tipología de los refuerzos situados a proa y los situados a popa. Dentro de estas dos localizaciones considera los refuerzos con las mismas secciones. Se ha diseñado la herramienta para admitir hasta dos elementos de refuerzo equidistantes respecto del eje de columnas, para conferir simetría en las cargas estructurales y simplificación en el modelo. Las dimensiones y parámetros para el reforzado de proa y popa son idénticos.

Se define primero el número de refuerzos que se consideran. A continuación se define la sección transversal del elemento estructural. Se han considerado elementos tubulares de sección constante que

es la práctica habitual, aunque en una fase de diseño mas avanzada se podrá optar por una optimización que conlleve variaciones de sección a lo largo de la longitud. La sección se definirá por su diámetro, que se refiere a la dimensión máxima vertical de la sección y por la eslora, que es la distancia máxima de la sección en la dirección del eje de crujía. Las secciones transversales consideradas se aproximan a las empleadas en unidades en operación y han sido elíptica y circular, que se podrán elegir en la lista desplegable incluida.



La definición de la posición vertical se hace con la distancia entre el extremo inferior de la sección transversal del refuerzo y la línea de base, BOP. La posición longitudinal del elemento de refuerzo más próximo a la maestra se fija con la distancia entre el mamparo más cercano a la maestra de la columna y el eje del refuerzo. El segundo refuerzo, si se dispone, se posicionará simétrico respecto al eje vertical de simetría del módulo recto de la columna estabilizadora.

2.1.4. CUBIERTA

La definición geométrica concluye con la introducción de las dimensiones de cubierta. Las dimensiones requeridas son el puntal de cubierta, considerando una estructura tipo cajón y las dimensiones del hueco de acceso al fondo marino, conocido como moonpool. Este es una gran abertura que atraviesa la cubierta en todo su puntal y facilita el paso y maniobra de todos los equipos que se han de posicionar en el fondo marino desde la superficie para el desarrollo de la misión. Definiendo este hueco que puede ser de dimensiones muy considerables se podrá computar de forma mas ajustada tanto los pesos de estructura como las condiciones de en flotaciones inclinadas para el cálculo de las curvas KN.

Una vez introducidas todas la dimensiones en el formulario se han de transferir a la hoja "DATOS" para completar los cálculos correspondientes que nos proporcionen los datos requeridos. Esta transferencia se hace de forma automática al pulsar **GRABAR** sobre el botón situado al pie del formulario. El siguiente botón, abre un nuevo formulario donde se podrán visualizar algunos de los gráficos y ya referidos anteriormente de forma interactiva.

DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR

DIMENSIONES DE SSDR

Eslora pontones SSDR, LSSDR =	104,60 m
Manga fuera de pontones SSDR, BSSDR =	73,00 m
Puntal cubierta de carga SSDR, DSSDR =	43,20 m
Manga entre ejes pontones SSDR, BCLpont =	56,00 m
Eslora entre centros de columnas, Lejecol =	55,00 m
Eslora cubierta SSDR, LD =	72,00 m
Manga cubierta SSDR, BD=	71,00 m
Air Gap en flotación, AT =	11,20 m

CÁLCULO CONDICIÓN

FORMAS

PARÁMETROS DE DISEÑO

PONTONES | COLUMNAS | BRACING | CUBIERTA

Bracing popa | **Bracing proa**

Número de refuerzos, Nrpr = 2,00

Diámetro del bracing, drpr = 2,00 m

Eslora de sección, Frpr = 2,50 m

BOP del bracing, hrpr = 12,00 m

Distancia desde brace de proa respecto del mamparo de popa de la columna de popa, erpr = 2,50 m

Sección de bracing = Elíptico

GRABAR **GRÁFICOS**

PONTONES | COLUMNAS | BRACING | CUBIERTA

Puntal de cubierta, HD = 8,00 m

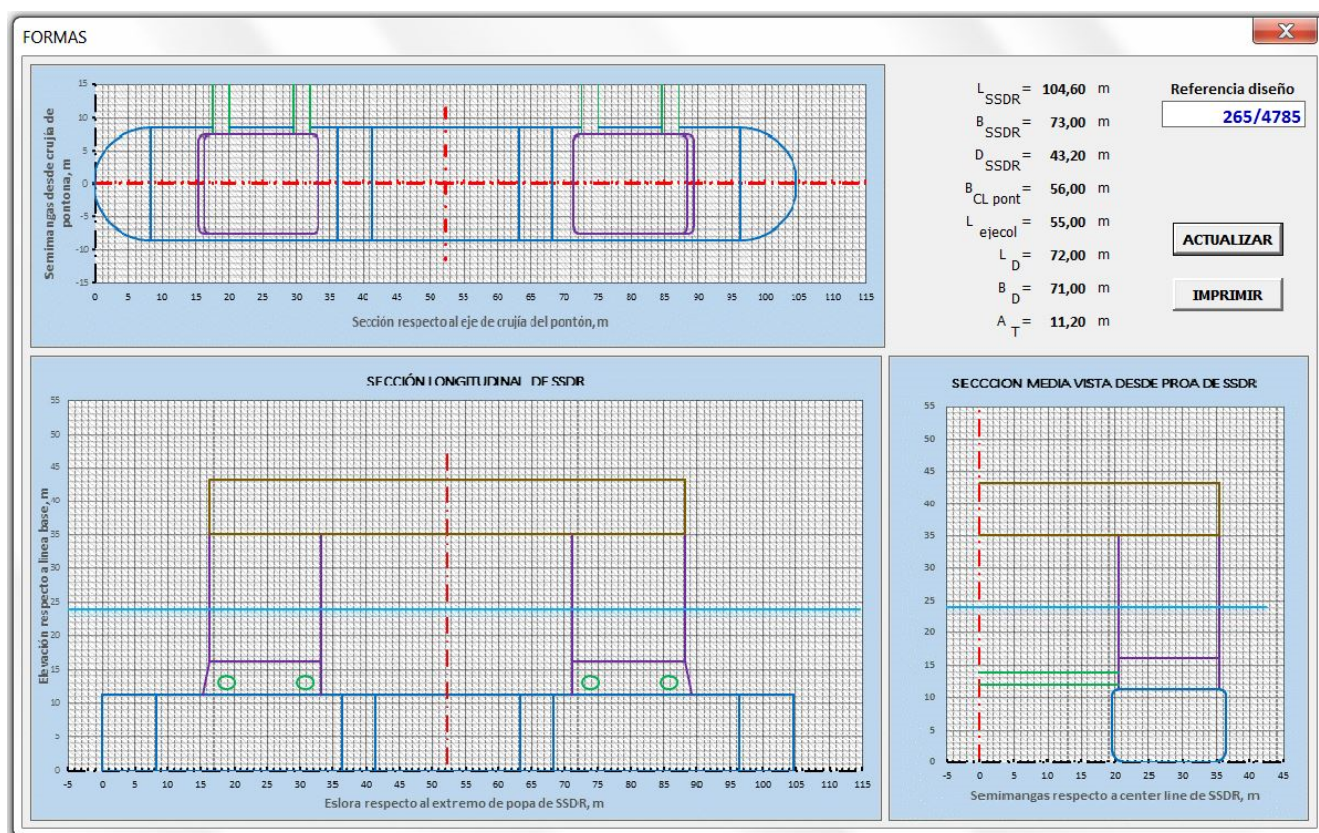
Eslora de moonpool, LMP = 8,00 m

Manga de moonpool, BMP = 22,00 m

2.2. FORMAS

Pulsando sobre el comando “FORMAS” (Macro6) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de excel, se abre el formulario “FORMAS” donde se podrán visualizar la representación de las formas correspondientes a las dimensiones introducidas. Las formas aquí representadas están actualizadas con las dimensiones cargadas en el momento de su activación. Cuando se introducen datos en el formulario “DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR” anteriormente detallado y se pulsa sobre el botón **GRABAR** las formas de este formulario se actualizan automáticamente pudiendo verificar los cambios y la coherencia del diseño. En el caso de que se esté trabajando directamente sobre la hoja de cálculo con este formulario desplegado se podrán visualizar los cambios de formas que suponen la introducción de nuevas dimensiones u otros parámetros pulsando en el formulario **ACTUALIZAR**.

Se ha incluido una casilla para referencia del diseño y un botón de comando para imprimir la formas en formato .pdf.



2.3. CONDICIÓN DE CALADO

Pulsando sobre el comando “CONDICIÓN” (Macro7) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de excel, se abre el formulario “CÁLCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO” en el que se podrán visualizar los principales valores calculados, para los diferentes objetivos en la condición de calado determinada.

La herramienta realiza los diferentes cálculos para un calado determinado. Este formulario es donde se introduce este calado. Al pulsar sobre **CALCULAR** el botón el calado introducido en la casilla se graba en la celda correspondiente de la hoja “DATOS” y se calculan automáticamente todos los objetivos requeridos.

Este formulario se ha introducido para una lectura inmediata de los diferentes objetivos para diferentes calados de operación para unas formas determinadas. Estos objetivos se han agrupado en un grupo de pestañas en la cabecera del formulario. En la figura de la página siguiente se presenta el formulario con

la pestaña “VOLÚMENES” abierta. Estos son valores de hidrostáticas e informa del volumen total de carena y el volumen de las tres secciones del casco en el calado considerado. Además informa sobre la posición del dentro de carena del flotador y sus desviaciones con respecto a los ejes de simetría, con lo que se podrán verificar faltas de simetría en el diseño.

Bajo estas pestañas se sitúa una réplica de los mensajes referidos en la hoja de “DATOS” referente a los volúmenes de lastre disponibles utilizados y detalles sobre la condición.

En la pestaña “ESTABILIDAD INICIAL” se puede verificar las alturas metacéntricas en la condición, que se leen igualmente en las celdas correspondientes de la hoja de “DATOS”.

CALCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO

Calado en la condición, TT = **24,00** m **CALCULAR**

VOLÚMENES | ESTABILIDAD INICIAL | DINÁMICA | PESOS

Altura metacéntrica transversal de la SSDR, GMTSSDR = **4,68** m
 Altura metacéntrica longitudinal de la SSDR, GMLSSDR = **4,34** m

En la pestaña “DINÁMICA” se pueden comprobar los valores calculados para los periodos de arfada, cabeceo y balance. Estos valores se copian desde las celdas correspondientes de la hoja de datos.

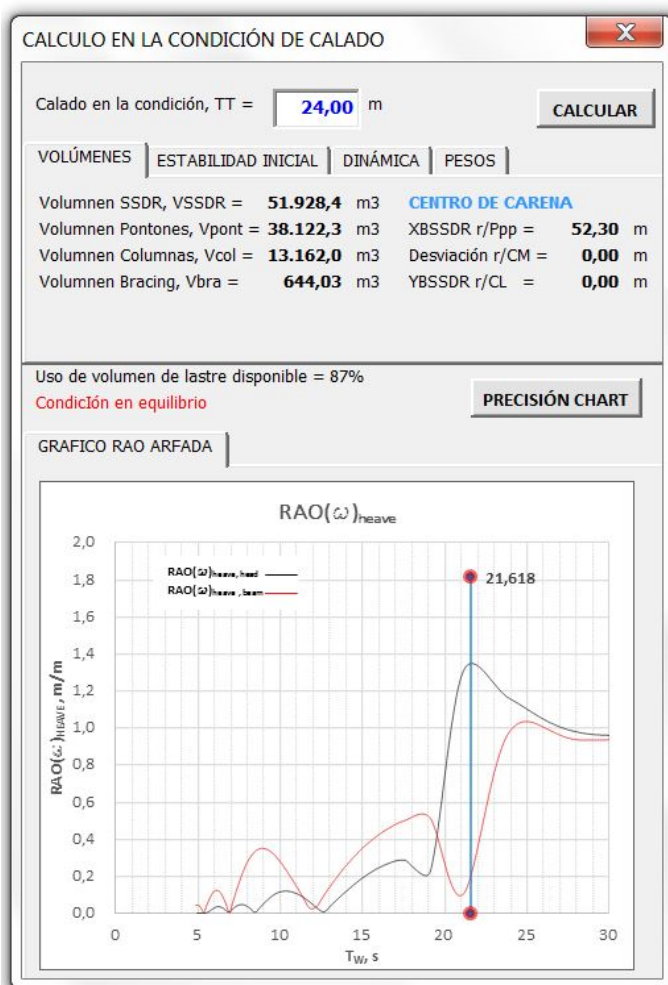
La última pestaña “PESOS” se presentan todos los pesos calculados de para la unidad con las dimensiones establecidas con los porcentajes respecto al peso total de la unidad. El desplazamiento total de la SSDR está igualmente disponible.

CALCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO

Calado en la condición, TT = **24,00** m **CALCULAR**

VOLÚMENES | ESTABILIDAD INICIAL | DINÁMICA | PESOS

Peso estructura acero, WEstr.=	18.485,10 t	34,73%	Peso total SSDR en la condición. 53.226, t
Peso de lastre, WLastre =	18.573,09 t	34,89%	
Peso consumos, WCons=	4.573,00 t	8,59%	
Peso equipos, WEqs=	3.916,00 t	7,36%	
Carga variable de cubierta, VDL=	7.000,00 t	13,15%	
Margen de peso, Wx=	679,48 t	1,28%	

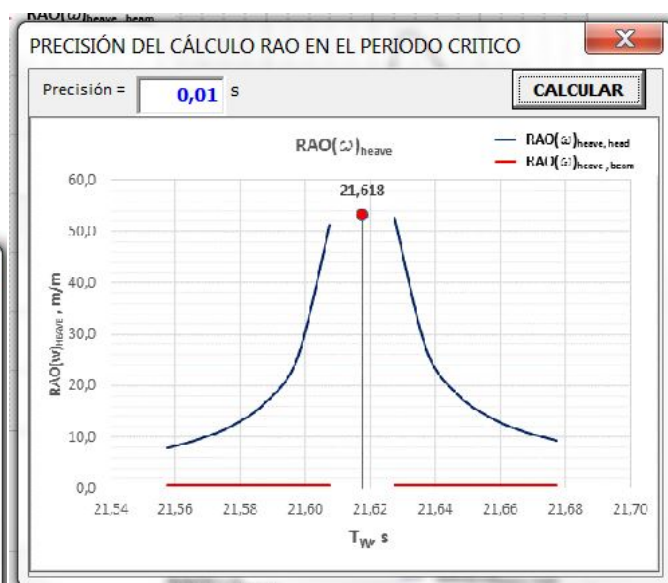


CALCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO

Calado en la condición, TT = **24,00** m **CALCULAR**

VOLÚMENES | ESTABILIDAD INICIAL | DINÁMICA | PESOS

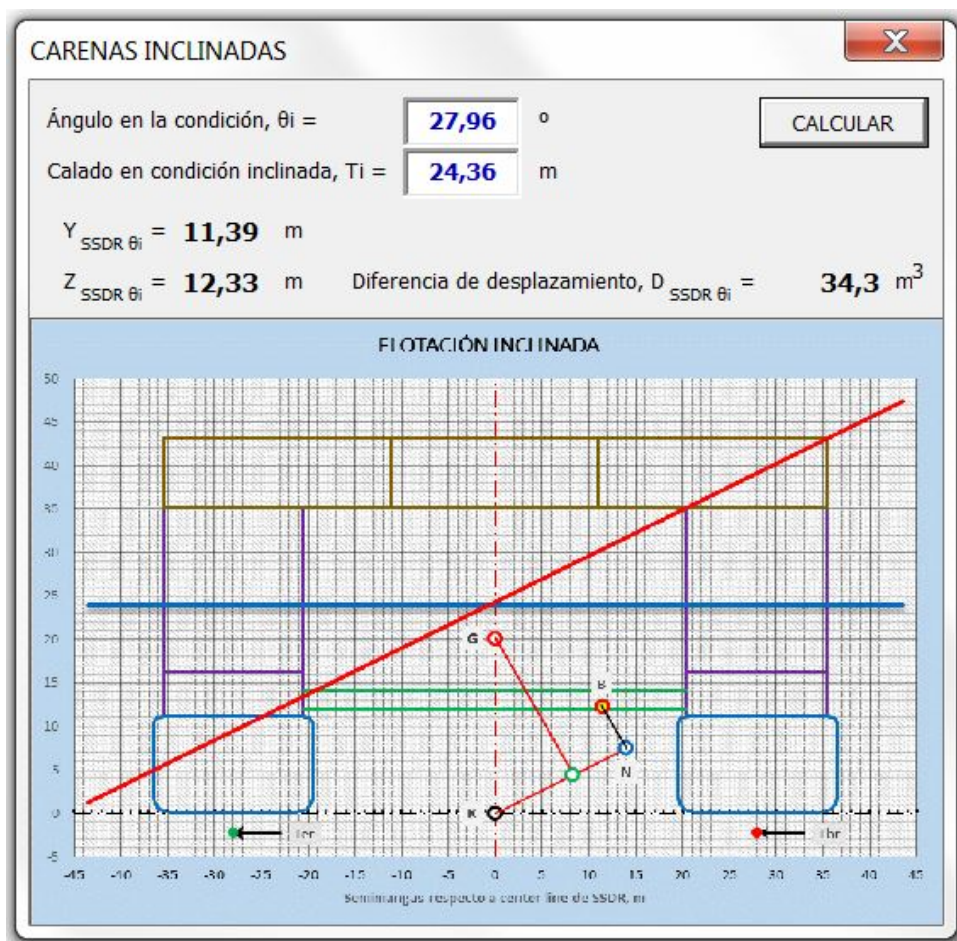
Periodo en arfada, TheaveTT = **21,62s**
 Periodo en balance, TrolTT = **78,23s**
 Periodo en cabeceo, TpitchTT = **95,69s**



En la parte inferior se incluye el gráfico para la RAO de arfada calculada. El botón **PRECISIÓN CHART** da acceso a un zoom del gráfico de la RAO a ambos lados del periodo propio de la SSDR. Este gráfico se ha incluido debido a la falta de precisión de los gráficos de Excel donde la representación de la RAO debería ser asintótica a ambos lados del periodo propio. Este gráfico que se recoge en una ventana emergente con el título “PRECISIÓN DEL CÁLCULO RAO EN EL PERIODO CRÍTICO”, representa en función de la precisión requerida la RAO, para comprobar la bondad del cálculo.

2.4. CARENAS INCLINADAS

Pulsando sobre el comando “INCLINADAS” (Macro8) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de Excel, se abre el formulario “CARENAS INCLINADAS”. Para el cálculo de las condiciones de estabilidad se requiere calcular carenas inclinadas. En las hojas de cálculo se ha diseñado un método para flotaciones inclinadas basado en la parametrización de la semi-sumergible con el que se obtiene la posición del centro de carena en un ángulo determinado de escora y un calado en condición inclinada determinado. Para el cálculo de la curva de estabilidad se ha implementado una rutina que resuelve para todos los ángulos requeridos para el trazado de la curva, pero con este formulario se puede verificar la posición de “N” en cualquier condición. Es un método que resuelve por aproximación. Si se quiere conocer la posición de “N” en un ángulo de escora cualquiera, se introduce este en la casilla correspondiente. En la casilla del calado en condición inclinada se ha de introducir el calado correspondiente a la intersección de la flotación inclinada con la línea de crujía, medido hasta la línea base de pontones. Pulsando sobre el botón calcular se calculan las coordenadas de $Y_{SSDR \theta_i}$ y $Z_{SSDR \theta_i}$ del centro de carena, y la diferencia entre el volumen de desplazamiento entre el calado adrizado y el calado introducido en situación inclinada. Esta diferencia se ha de aproximar a 0.



El gráfico se actualiza con cada nueva introducción de datos para una visualizar la situación y las posiciones de los centros de carena inclinada, el cdg de la unidad y la posición de “N”. El cálculo se hace para el volumen sumergido, no para secciones.

2.5. PARÁMETROS DE DISEÑO

Pulsando sobre el comando “PARÁMETROS” (Macro13) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de Excel, se abre el formulario “PARÁMETROS DE DISEÑO”. Este formulario incluye un grupo de tres pestañas en cada una de la cual se podrán introducir los parámetros que la herramienta requiere para la ejecución de los cálculos en función de las condiciones impuestas por el usuario.

En la figura a la izquierda aparece el formulario abierto por la primera pestaña, “CONSTANTES”. En este espacio se pueden actualizar los valores de la densidad de agua de mar y la aceleración de la gravedad. El botón situado en el encabezado del formulario, se **GRABAR** pulsa para grabar los datos introducidos en las casillas en las correspondientes celdas de la hoja “DATOS”, donde se utilizarán para recalculer todos los objetivos de forma instantánea. Esta acción no tiene efecto sobre ningún otro formulario, por tanto, para poder visualizar los datos modificados por la introducción de los nuevos parámetros de diseño incluidos en otros formularios, se ha de pulsar sobre el botón de actualización correspondiente en otros formularios.

Los parámetros incluidos en la pestaña “METEOCEAN” se refieren a aquellos que caracterizan el estado del mar requeridos para la realización de los cálculos dinámicos. Se requiere la altura significativa de ola y el periodo de la ola. En esta pestaña se ha incluido un comando en el botón **GRABAR** para grabar los datos meteoceánicos independientemente del resto para evitar errores de introducción.

La última pestaña, “PESOS” incluye todos aquellos coeficientes que se requieren para el cálculo de pesos, y que son susceptibles de visualización o modificación durante el ajuste de las condiciones de servicio. La validación y grabado de estos datos en la hoja de cálculo “PESOS” se hace pulsando el botón **GRABAR** que se incluye en el encabezado del formulario.

PARÁMETROS DE DISEÑO

CONSTANTES | METEOCEAN | PESOS

Densidad del agua de mar, ρ = 1025 kg/m³

Aceleración de la gravedad, g = 9,81 m/s

GRABAR

PARÁMETROS DE DISEÑO

CONSTANTES | METEOCEAN | PESOS

Altura de ola significativa, H_s = 10,00 m

Periodo pico de ola, T_s = 11,00 s

GRABAR

PARÁMETROS DE DISEÑO

CONSTANTES | METEOCEAN | PESOS

Coeficientes para el cálculo de pesos de estructura del casco.

Peso volumétrico de estructura de pontones, δ_{PV} = 154 kg/m³

Peso superficial de estructura de pontones, δ_{PS} = 245 kg/m²

Peso volumétrico de estructura de columnas, δ_{CV} = 154 kg/m³

Peso superficial de estructura de columnas, δ_{CS} = 245 kg/m²

Peso volumétrico de estructura de cubierta, δ_{TSV} = 154 kg/m³

Peso superficial de estructura de cubierta, δ_{TSS} = 196 kg/m²

Altura media de superestructuras sobre cubierta, d^{SUP} = 9,00 m

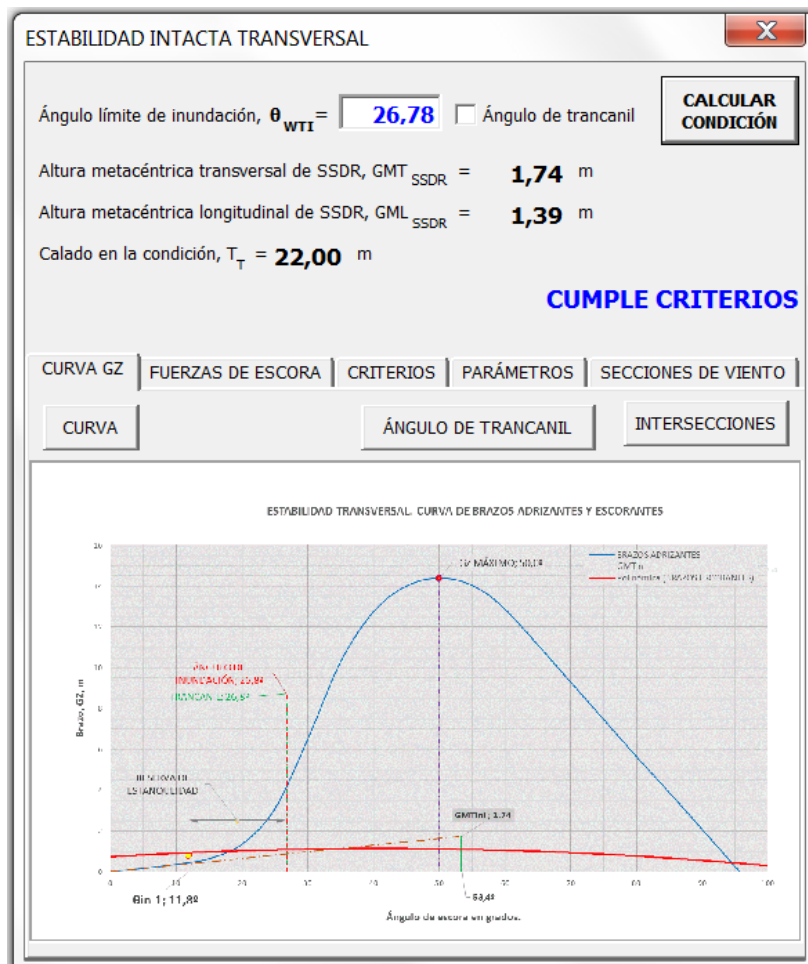
Porcentaje de ocupación de superest. s/cubierta, R^{SUP} = 0,20 %

Peso volumétrico de superestructura s/cubierta, δ_{SUP} = 112 kg/m³

GRABAR

2.6. ESTABILIDAD

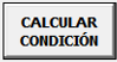
Pulsando sobre el comando “ESTABILIDAD” (Macro51) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de Excel, se abre el formulario “ESTABILIDAD INTACTA TRANSVERSAL”, como se muestra en la figura a la derecha. Desde este formulario se ejecutan los comandos y se visualizan los resultados de los cálculos de estabilidad estática transversal de la unidad dimensionada. Pese a que en una SSDR en calado de operación se ha de estudiar igualmente la estabilidad longitudinal por la proximidad de las inercias de flotación en ambas direcciones, se ha considerado a los efectos del presente proyecto que la verificación de la estabilidad transversal a grandes ángulos es suficientemente significativo de la cualidad de formas objeto del diseño conceptual.



El formulario tiene un encabezado y un grupo de pestañas de hojas múltiples. En la figura del margen, se presenta el formulario, que contiene un encabezado y un grupo de pestañas. Pasaremos a describir cada uno de los elementos para a continuación describir el procedimiento de utilización.

2.6.1. ENCABEZADO

En el cuadro de texto se introduce el ángulo límite de inundación considerado para la integración del área bajo las curvas de brazos adrizantes y brazos escorantes respectivamente, que se requieren para la verificación de los criterios de estabilidad. Al introducir el valor del ángulo en la casilla y pulsar enter en el teclado del ordenador, se ejecuta un comando que graba el valor introducido en la celda de la hoja de cálculo “ESTABILIDAD”, recalculando automáticamente los criterios de estabilidad para el nuevo calado (especificado en el formulario “CONDICIÓN”, redibuja el ángulo límite en la curva de estabilidad e informa con texto si cumple o no los criterios de estabilidad. A falta de un diseño de superestructuras más avanzado, lo habitual es hacer el cálculo hasta el ángulo de trancanil, inundación de cubierta. Clicando sobre el check-box junto a la casilla de datos, se introduce el valor del ángulo de trancanil y se calcula automáticamente los criterios de estabilidad, se informa del cumplimiento con ellos y se representa en el gráfico correspondiente la línea que limita el ángulo de inundación en la curva de estabilidad. En la curva se representan dos ángulos, el ángulo de trancanil y el ángulo de inundación. Cuando el check-box está activado, ambos coincidirán.

El botón de comando situado en la esquina superior derecha  implementa una rutina de cálculo para cada uno de los ángulos de la curva, cada 5°, en base a la formulación y dependencia especificada en la hoja “ESTABILIDAD”. La rutina aproxima el valor objetivo del brazo adrizante de la curva de estabilidad al valor real. El ajuste de esta aproximación se fija con los parámetros incluidos en la pestaña “PARÁMETROS” que se detallará a continuación. El objetivo es calcular las coordenadas del

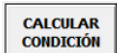
volumen de carena en una flotación inclinada un ángulo específico con un desplazamiento igual al de la flotación adrizada previa. El valor encontrado se considerará aceptable cuando la diferencia de volúmenes en ambas flotaciones está por debajo de un volumen específico.


A continuación incluye información de los valores de las alturas metacéntricas iniciales en la condición adrizada. Estos valores dependen de los cálculos previos realizados durante la aceptación de valores en el formulario “DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR”, y no se ven afectados por ningún comando o datos de este formulario. Su actualización se hará automáticamente cuando se calcule la nueva curva de estabilidad correspondiente al calado de condición.

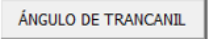
Sobre las pestañas del formulario, se ha incluido una etiqueta que informa del cumplimiento de los cálculos de estabilidad con los criterios requeridos por ABS e IACS. El rótulo aparecerá en azul en caso de cumplimiento o en rojo en caso negativo, como se indica en la figura adjunta.


2.6.2. CURVA GZ

En la primera pestaña del formulario se incluye la curva de brazos adrizantes, en la que se ha incluido la curva de brazos escorantes consecuencia de las fuerza del viento sobre la superficie del casco, superestructuras y los empujes de los thrusters que operan en posicionamiento dinámico. Estas dos

curvas se recalculan y redibujan cuando se pulsa el botón de comando . Para poder realizar los cálculos que verifiquen los criterios de estabilidad se han de definir los puntos de corte entre las curvas de brazos adrizantes y escorantes, así como definir el ángulo de inundación, que en primera instancia se hará con el ángulo de trancanil. Estos cálculos se han separado del de la curva de estabilidad para hacer el proceso más interactivo y reducir tiempo de computación.

Con el botón de comando  se lanza la rutina para el cálculo de las intersecciones entre la curva de brazos escorantes y de brazos adrizantes. Esta rutina aproxima el valor objetivo de intersección con el uso de curvas de regresión para ambas curvas. Se podrá definir el grado de aproximación requerido cambiando los parámetros en la pestaña “PARÁMETROS” de este formulario. Completada la aproximación se redibuja la gráfica incluida en la ventana con los nuevos puntos de intersección.

Con el botón de comando  se lanza otra rutina para el cálculo del ángulo de inundación de cubierta. Igualmente utiliza una rutina de cálculo para aproximar su valor, cuyos parámetros se podrán modificar. Las gráfica de la ventana se redibuja y actualiza.

Se ha incluido una ventana gráfica para visualización de las curvas y un botón , que da acceso directamente a una hoja donde se ha anclado el gráfico, para una visualización mejor.

2.6.3. FUERZAS DE ESCORA

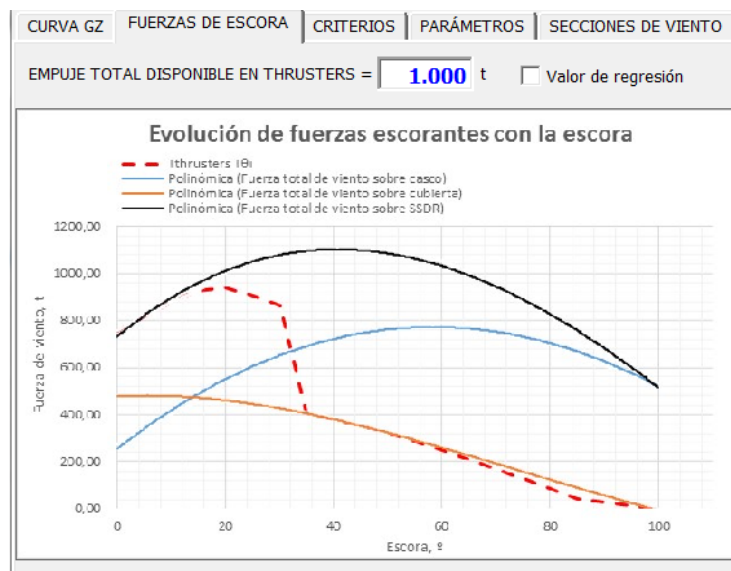
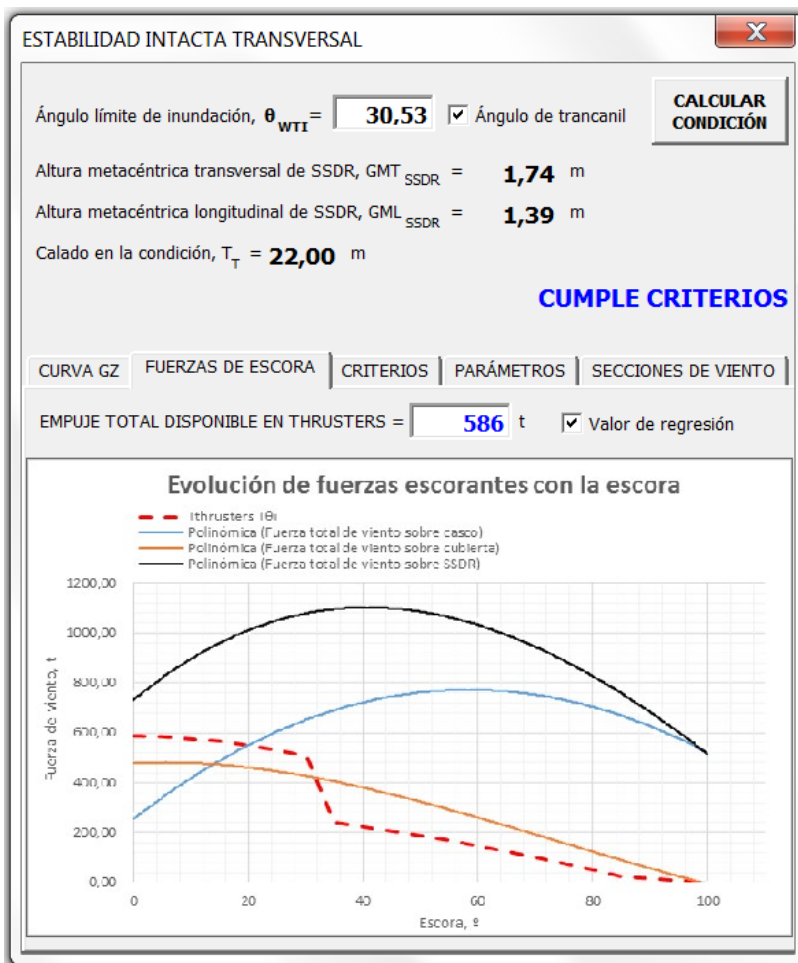
Se ha incluido una pestaña para representar las curvas de variación de las fuerzas escorantes consideradas. Esta pestaña se presenta a modo informativo exclusivamente. En la figura de la página siguiente se ha representado el formulario con la pestaña “FUERZAS ESCORANTES” abierta.

El gráfico recoge la variación en el valor de las fuerzas de viento y de empuje de los thrusters que actúan sobre la unidad en cada uno de los ángulos de escora. Se representan tres curvas para la fuerza del viento sobre la SSDR. La fuerza sobre el casco, que incluye la ejercida sobre los mamparos de columnas,

costado de cubierta, fondo de cubierta y pontón emergente en su caso. Esta curva se ha representado en color azul. Las fuerzas sobre las estructuras sobre cubierta se han representado en color naranja. La fuerza resultante ejercida por el aire suma de las anteriores se ha representado en color negro.

La fuerza ejercida por los thrusters en contra de la fuerza del viento produce un par de vuelco que se suma al ejercido por las fuerzas del viento y se computa para el cálculo de los brazos escorantes representados en la curva de la pestaña anterior. La herramienta utiliza una curva de regresión extraída de los datos de la base de proyecto para asignar un empuje total disponible en los propulsores de la unidad en función de la potencia instalada, eslora y desplazamiento de la SSDR. La herramienta calcula el efecto de los thrusters sobre la escora aplicando una componente de fuerza no superior a la componente de fuerza en la misma situación de escora. Las condiciones de viento consideradas para calcular la estabilidad no implican que los empujadores deban mantener la posición de la unidad en cualquier condición de escora y viento. Por tanto puede darse el caso mostrado en la gráfica anterior en que la condición calculada se ha realizado para unas condiciones de operación no restringidas s/ABS, aplicando una velocidad de viento de 100 kn. Esta curva evidencia que la potencia de los propulsores no es suficiente para mantener la posición de la unidad en las condiciones de calado y escora con estas condiciones extremas de viento, lo que llevará a reconsiderar la potencia propulsora instalada.

Al abrir el formulario el dato de empuje disponible se visualiza en la casilla de entrada de datos "EMPUJE TOTAL DISPONIBLE EN THRUSTERS". Como se ha indicado el valor que se muestra es el valor correspondiente a la regresión de la base de proyecto. La herramienta permite variar los valores del empuje para evaluar la curva de fuerzas y la potencia requerida para mantener la posición de la unidad. Al introducir en la casilla de datos un nuevo valor de empuje, se computa este valor y se rehacen los cálculos, mostrando nuevamente la gráfica de fuerzas, como se muestra en la figura al margen.



coincidir con la base del derrick o cubierta de perforación. Algunas SSDRs montan cantilevers para ampliar el área de cubierta. Esta situación se puede modelizar con la inclusión de las dimensiones estimadas de estos cantilevers, que sumadas a la eslora de cubierta permitirá completa la dimensión longitudinal de la envolvente. El derrick es una estructura típica y la más sobresaliente sobre la cubierta de las SSDRs. Se ha modelizado un derrick dual actual. La altura se ha obtenido por regresión de los datos en la base del proyecto. La herramienta requiere la inclusión de las dimensiones de base y del tope del derrick para completar los cálculos de vela y centro de áreas. Por último se ha considerado una grúa en el costado de barlovento, de la que se requieren las dimensiones principales. Se ha modelado una grúa de celosía offshore sobre puntal con dimensiones aproximadas para una SWL de 80 t.

ESTABILIDAD INTACTA TRANSVERSAL

Ángulo límite de inundación, $\theta_{WTI} = 22,00$ ☐ Ángulo de trancanil **CALCULAR CONDICIÓN**

Altura metacéntrica transversal de SSDR, $GMT_{SSDR} = 4,68$ m

Altura metacéntrica longitudinal de SSDR, $GML_{SSDR} = 4,34$ m

Calado en la condición, $T_T = 24,00$ m

CUMPLE CRITERIOS

CURVA GZ | FUERZAS DE ESCORA | CRITERIOS | PARÁMETROS | SECCIONES DE VIENTO

GRABAR

Diagrama de la estructura offshore con dimensiones:

- Altura total: 45,0 m
- Ancho de la cubierta: 15,0 m
- Ancho del derrick: 10,0 m
- Longitud de la grúa: 55,0 m
- Altura de la grúa: 15,0 m
- Longitud de la grúa (Lp): 9,0 m
- Longitud de la grúa (Lc): 6,0 m
- Longitud de la grúa (Lg): 5,0 m
- Longitud de la grúa (Lr): 10,0 m
- Longitud de la grúa (Ls): 15,0 m
- Longitud de la grúa (Lt): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lb): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Ld): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Le): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lf): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lg): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lh): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Li): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lj): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lk): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Ll): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lm): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Ln): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lo): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lp): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lq): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lr): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Ls): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lt): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lu): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lv): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lw): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lx): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Ly): 4,0 m
- Longitud de la grúa (Lz): 4,0 m

Se requiere introducir los datos en las casillas correspondientes y validarlos pulsando en **GRABAR** para transferir y actualizar los datos en la hoja "ESTABILIDAD". Este control no actualiza ni los cálculos ni las gráficas incluidas en las ventanas de este formulario, por lo que se requerirá recalculer todo cuando se modifica cualquier valor.

2.6.7. PROCEDIMIENTO DE UTILIZACIÓN DEL FORMULARIO.

Cuando se selecciona el comando "ESTABILIDAD" de la pestaña de comandos "SSDR" en la cinta de comandos de Excel, se abre el formulario "ESTABILIDAD INTACTA TRANSVERSAL" en una hoja donde se encuentra anclada la curva de brazos adrizantes.

En pasos previos se han fijado los parámetros de proyecto, ya se han introducido las dimensiones y verificado la estabilidad inicial, pesos de la unidad, periodos, etc.

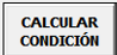
En primer lugar se han de verificar las dimensiones de cada una de las superficies expuestas al viento sobre cubierta en la pestaña "SECCIONES DE VIENTO" y grabarlas.

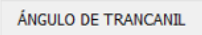

A continuación verificamos los parámetros correspondientes al primer grupo de la pestaña "PARÁMETROS" que utilizará la rutina de cálculo programada para la elaboración de la curva de brazos adrizantes.

Se ha de verificar la velocidad del viento en la pestaña "CRITERIOS" con la que se va a realizar el cálculo, en función de la cota de servicio requerido o tentativa específica.

En la pestaña “FUERZAS DEL ESCORA” se verifica el empuje disponible de thrusters a considerar para el cálculo de la curva de brazos escorantes y se acepta.

Se ingresa el ángulo de inundación en la casilla de encabezado o se acepta que sea el ángulo de inundación, que se calculará a continuación.

Pulsamos sobre  para lanzar el cálculo de la curva de estabilidad. Completado el cálculo, la curva de enclavada en la hoja visible se actualizará al igual que la que aparece en el formulario.

Revisamos la curva y pasamos a calcular los puntos de corte y el ángulo de trancanil. Previamente verificamos los parámetros de las rutinas de cálculo en la pestaña “PARÁMETROS”. Con la pestaña “CURVA GZ” activada se pulsa sobre los controles  e  para completar el cálculo y la visualización.

En caso de no cumplimiento con los criterios aparecerá la nota en rojo sobre el encabezado.

Se podrá verificar el ángulo límite para el que no se cumplen los criterios de estabilidad ingresando en la casilla del ángulo de inundación hasta que aparezca el mensaje de no cumplimiento con los criterios de estabilidad. Este cálculo nos permitirá estimar la posición límite donde situar una apertura en el casco en cumplimiento con los criterios de estabilidad. Hay que comentar a modo informativo, que los cálculos de carenas inclinadas se han realizado sin considerar los volúmenes de superestructuras sobre cubierta, que aportan flotabilidad. Por tanto la interpretación de la curva se ha de hacer con reservas, más allá del ángulo de inundación de trancanil.


Otra utilidad es la de estimar el empuje mínimo a instalar para mantener la posición en un ángulo de escora determinado y con unas condiciones de viento especificadas. Variando el empuje de forma manual en la casilla correspondiente de la pestaña “FUERZAS DE ESCORA”, la gráfica de fuerzas escorantes representará el punto de separación entre la curva de fuerza total por viento y del empuje de thrusters, en el caso de que se considere un empuje suficiente. La herramienta no contempla en ningún caso el escenario con un empuje menor al calculado en la curva de regresión de la base de proyecto. Cada vez que se reinicia el formulario el valor de empuje en la casilla de datos será el calculado por regresión.


2.7. ANIMACIÓN DINÁMICA

Pulsando sobre el comando “ANIMACIÓN” (Macro15) de la pestaña de comandos “SSDR” en la cinta de comandos de Excel, se abre el formulario “ANIMACIÓN DINÁMICA” desde donde se podrá visualizar una animación del diseño realizado, sometido a las acciones de una ola de características definidas.

En la figura al margen de la página siguiente se ha representado una imagen del formulario de animación. Este se compone de tres secciones principales y un pie de comandos auxiliares. Pasamos a detallar cada una de las secciones para a continuación introducir al modo de operación.

2.7.1. ENCABEZADO

El encabezado incluye la información y datos meteoceánicos que requiere la herramienta para correr la animación. La altura de ola significativa y el periodo pico de ola son valores que se han introducido con anterioridad usando el formulario “PARÁMETROS”. En este formulario estos valores se podrán modificar para visualizar una situación específica de mar durante la secuencia de animación. Los movimientos calculados en estas secuencias no incluyen las fuerzas del viento. En caso de modificar los valores, se ha de pulsar sobre  para copiar los datos en las celdas correspondientes de la hoja de cálculo “AIR GAP”, que se requieren para las rutinas programadas.

En el encabezado se da información de la longitud de onda que corresponde a las condiciones meteoceánicas introducidas como datos y que se actualiza al validar estos datos con .

2.7.2. SECUENCIA DINÁMICA

En esta sección se introducen los parámetros de representación de las secuencias y se da información del progreso de esta. La secuencia representada se ha discretizado en instantes de tiempo finitos. La rutina tiene un intervalo de refresco del gráfico de 1 s (solo modificable mediante programación), esto es cada segundo de tiempo real se reproduce una imagen con la situación de la plataforma bajo la acción de las fuerzas programadas en un intervalo definido. Este intervalo definido, es el incremento de tiempo que se incluye en la integración del modelo dinámico de la semi-sumergible. Cuando este intervalo se hace igual a 1, el movimiento se produce en tiempo real (con un desfase igual al tiempo de computación). El número de pasos de la secuencia a representar y el intervalo en segundos se introducen en las casillas correspondientes del formulario. Si se elige un intervalo de paso menor que 1, estamos relentizando el movimiento real, por el contrario, si se elige un intervalo de paso mayor estaremos acelerando el movimiento respecto al movimiento real. Si el producto del intervalo por paso y los pasos de la secuencia es igual al periodo pico de la ola, estaremos representado la respuesta de la plataforma durante un periodo de ola. Hay que notar que los movimientos de la plataforma están acoplados con los de la ola, considerad esta como una ola sinoidal.

Se puede elegir el instante de inicio de la secuencia, teniendo como referencia el momento $t = 0$. La secuencia así podrá iniciarse en una situación específica de cabeceo o balance. Se ha incluido un botón de comando, **Instante de inicio secuencia =**, para poner a cero el instante de inicio de la secuencia. Al pie de esta sección se incluye la información sobre el tiempo que reproducirá la secuencia y su correspondencia con los periodos de ola. Estos valores se ajustan automáticamente al introducir nuevos valores en las casillas de pasos de secuencia e intervalo de paso.

En la esquina se ha incluido un contador de segundos reproducidos en la secuencia.

Por último, el botón de comando **ANIMACIÓN** lanzará la animación con los parámetros meteoceánicos, de tiempo y secuencia especificados, permitiendo su visualización en el gráfico correspondiente.

2.7.3. MAR LONGITUDINAL

Se ha estudiado la respuesta dinámica de la SSDR frente a mares que intereptan a la unidad en la dirección de sus dos ejes principales, mar longitudinal con ola entrando por la popa y propagación lineal, y mar de costado, con mar entrando por estribor y propagación igualmente lineal.

En la tercera sección de este formulario se incluyen los controles y la información relativa a la dinámica de la plataforma con mar longitudinal, activando la pestaña "MAR LONGITUDINAL", como se muestra en la figura incluida en esta página.

En el marco “MOVIMIENTOS CDG SSDR”, se presenta información respecto a los movimientos del cdg de la SSDR. Se ha incluido una casilla de datos, “Valores para instante t_{ins} ” que permite introducir un instante de tiempo específico para el que se quiere conocer la posición relativa del cdg respecto a la posición adrizada sin mar. Introduciendo el valor del instante y pulsando enter en el teclado del ordenador, los valores de esta pestaña se actualizarán de forma inmediata a los valores correspondientes en el intervalo. La información que se puede obtener en este marco es la arfada instantánea en metros y el trimado o cabeceo instantáneo en $^{\circ}$. Se ha incluido el botón de control **GRAFICO** para la visualización en pantalla de la hoja donde se representa el gráfico dinámico con mar longitudinal.

La herramienta permite a la secuencia representar los movimientos combinados de arfada y cabeceo, o, cada uno por separado. Para ello se han incluido unos checkboxes junto a la etiqueta correspondiente de arfada y balance. La secuencia reproducirá los valores instantáneos y los movimientos desacoplados que hayamos seleccionado.

En la pestaña “MAR DE COSTADO” se podrán visualizar igualmente los valores de las aceleraciones instantáneas en arfada y cabeceo del cdg de la SSDR, así como el AIR GAP instantáneo.

Se incluye un parámetro correspondiente a la relación longitud de ola y dimensión longitudinal de SSDR que permite deducir la validez de la teoría de olas aplicada por la herramienta en el cálculo dinámico.

Se ha incluido un botón de comando **PULSAR** para cambiar la representación de la ola en el gráfico. Por defecto se representará un perfil de ola sinoidal de orden 1. Se podrá elegir representación de orden 2. Esto no tiene efectos sobre el cálculo. Las fuerzas inducidas por las componentes de segundo orden afectan directamente a los movimientos en el plano horizontal, deriva y avance, pero tienen una incidencia en los movimientos en el plano vertical poco destacable. Por ello no se han considerado en los movimientos representados en la secuencia dinámica.

2.7.4. MAR DE COSTADO

La pestaña correspondiente al mar de costado dispone de la misma información y controles que la anterior. En la figura incluida en esta página se ha representado una imagen del formulario con la pestaña “MAR DE COSTADO” activada.

El control gráfico **GRAFICO** abrirá en pantalla la hoja que contiene anidado el gráfico de secuencia dinámica correspondiente a mar de costado.

Los valores instantáneos representados en esta pestaña corresponderán a la arfada y balance con mar de costado. Como en el anterior, se podrán visualizar estos valores acoplados entre sí o desacoplados. No se considera acoplamiento entre acciones con mar de costado y longitudinal en el mismo instante.

ANIMACIÓN DINÁMICA

CARACTERÍSTICAS TREN DE OLAS

Altura de ola significativa, H_s = **8,00** m **GRABAR**

Periodo pico de ola, T_s = **11,00** s

Longitud de onda, λ_p = **188,9** m

SECUENCIA DINÁMICA

Pasos de la secuencia = **11** **0,0** s

Intervalo por paso = **1,0** s **ANIMACIÓN**

Instante de inicio secuencia = **0,00** s

Segundos de secuencia = **11,0** s = **1,0** periodos de ola

MAR LONGITUDINAL **MAR DE COSTADO** **PUNTUAL**

MOVIMIENTOS CDG SSDR

Valores para instante t_{ins} = **1,16** s **GRAFICO**

☒ ARFADA INSTANTÁNEA, $\eta_{3-y}(t)$ = **0,000** m

☒ BALANCE INSTANTÁNEO, $\eta_{4-y}(t)$ = **7,779** $^{\circ}$

ACELERACIONES INSTANTÁNEAS **AIR GAP** **6,48** m

$\ddot{\eta}_{3-y}(t_i)$ = **-1,57** m/s² λ_p/D = **3,4**

$\ddot{\eta}_{2-y}(t_i)$ = **-1,00** m/s² **PERFIL OLA** **PULSAR**

CONDICIÓN **DIMENSIONAMIENTO**

2.7.5. PUNTUAL

En la figura al margen se ha representado una imagen del formulario con la pestaña “PUNTUAL” activada.

Esta pestaña se ha creado para poder definir un punto en la SSDR, para el cual se desea conocer su movimiento y aceleraciones específicas.

El punto se introduce con las coordenadas referidas a los ejes principales y origen de la SSDR, como s indica en el formulario. Para poder computar estas coordenadas, se han de aceptar pulsando en el botón de control **GRABAR**. Los datos se copiarán en las celdas correspondientes de la hoja “AIR GAP”, para completar los cálculos y representar los valores en el formulario.

Los valores que se podrán leer en tiempo real durante el transcurso de la secuencia de animación son los correspondientes a la aceleraciones verticales y horizontales con mar de longitudinal y de costado, respectivamente. La arfada se podrá visualizar en el gráfico de secuencia.

ANIMACIÓN DINÁMICA

CARACTERÍSTICAS TREN DE OLAS

Altura de ola significativa, H_s = 10,00 m **GRABAR**

Periodo pico de ola, T_s = 11,00 s

Longitud de onda, λ_p = 188,9 m

SECUENCIA DINÁMICA

Pasos de la secuencia = 14 **0,0 s**

Intervalo por paso = 1,0 s

Instante de inicio secuencia = 0,00 s **ANIMACIÓN**

Segundos de secuencia = 14,0 s = 1,3 periodos de ola

MAR LONGITUDINAL | **MAR DE COSTADO** | **PUNTUAL**

Coordenadas del punto **GRABAR**

X_p = 52,20 m, desde el extremo de popa

Y_p = 0,00 m, desde el plano de crujía

Z_p = 81,00 m, sobre la línea de base

$\ddot{\eta}_{3-x}(t_i)$ = 0,00 m/s² $\ddot{\eta}_{3-y}(t_i)$ = 0,00 m/s²

$\ddot{\eta}_{1-x}(t_i)$ = -1,39 m/s² $\ddot{\eta}_{2-y}(t_i)$ = -3,46 m/s²

CONDICIÓN **DIMENSIONAMIENTO**

2.7.6. CONTROLES AL PIE

Para favorecer la interacción se han incluido en el pie de formulario dos controles con los que se podrá acceder a modificar la condición de calado y las variables dimensionales de la SSDR, para su evaluación dinámica inmediata.

El botón de control **CONDICIÓN** abre el formulario “CÁLCULO EN LA CONDICIÓN DE CALADO”

El botón de control **DIMENSIONAMIENTO** abre el formulario “DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR”

2.7.7. UTILIZACIÓN DEL FORMULARIO Y VISUALIZACIÓN DE SECUENCIA DE ANIMACIÓN.

El formulario se podrá abrir desde la cinta de opciones de Excel en cualquier hoja activa del libro excel.

Se ha de haber introducido todos los datos de dimensionamiento, parámetros, calado de la situación y verificado la estabilidad para obtener un diseño aceptable en su comportamiento estático.

El último paso es verificar dinámicamente la viabilidad del prediseño con unas condiciones meteoceánicas definidas, que correspondan con una operatividad determinada en una región offshore específica.

Debemos de verificar que el Air Gap en la condición límite se mantiene por debajo de 1.5 m que es lo aceptado internacionalmente y recogido en API RP-2T. La arfada máxima en condiciones de operación no debería de superar 6 m.

Se distinguen tres situaciones claramente diferenciadas y reglamentadas entre las capacidades operativas de una SSDR, a saber:

- Situación en tránsito. Se considera en calados bajos, con los pontones emergidos, durante los traslados entre localizaciones operativas
- Situación de supervivencia, estando en operación, se requiere desconexión de la sarta de perforación y risers, incremento de calado y maniobrar para capear el temporal
- Situación de operación u operativa. En condiciones de calado elevado, perforando, o interviniendo un pozo submarino que requiera su conexión por medios físicos al fondo marino. También se puede considerar los intervalos en calado de operación sin conexión al fondo marino, como por ejemplo inmersión de risers.

Esta herramienta se empleará para la representación de secuencias dinámicas en calados de operación o supervivencia donde se requiere limitar el Air Gap mínimo de operación y cumplir con los requerimientos del manual de operación en el campo de perforación.

Las condiciones meteoceánicas se elegirán en función de las regiones offshore de operación. A continuación se representan las condiciones de diseño para semi-sumergibles para operación en el GoM y Brasil.

		GoM	BRASIL
		Tormenta de invierno a 10 años y corrientes de loop a 10 años	Condiciones a 10 años con componente SW
Altura de ola significativa, Hs	m	5.1	6.9
Periodo de la ola, Tp	s	10.5	14.6
Velocidad del viento	kn	41.0	43.0
Velocidad de la corriente	kn	2.7	3.3

Fig. 1. Criterios de diseño Meteoceánicos

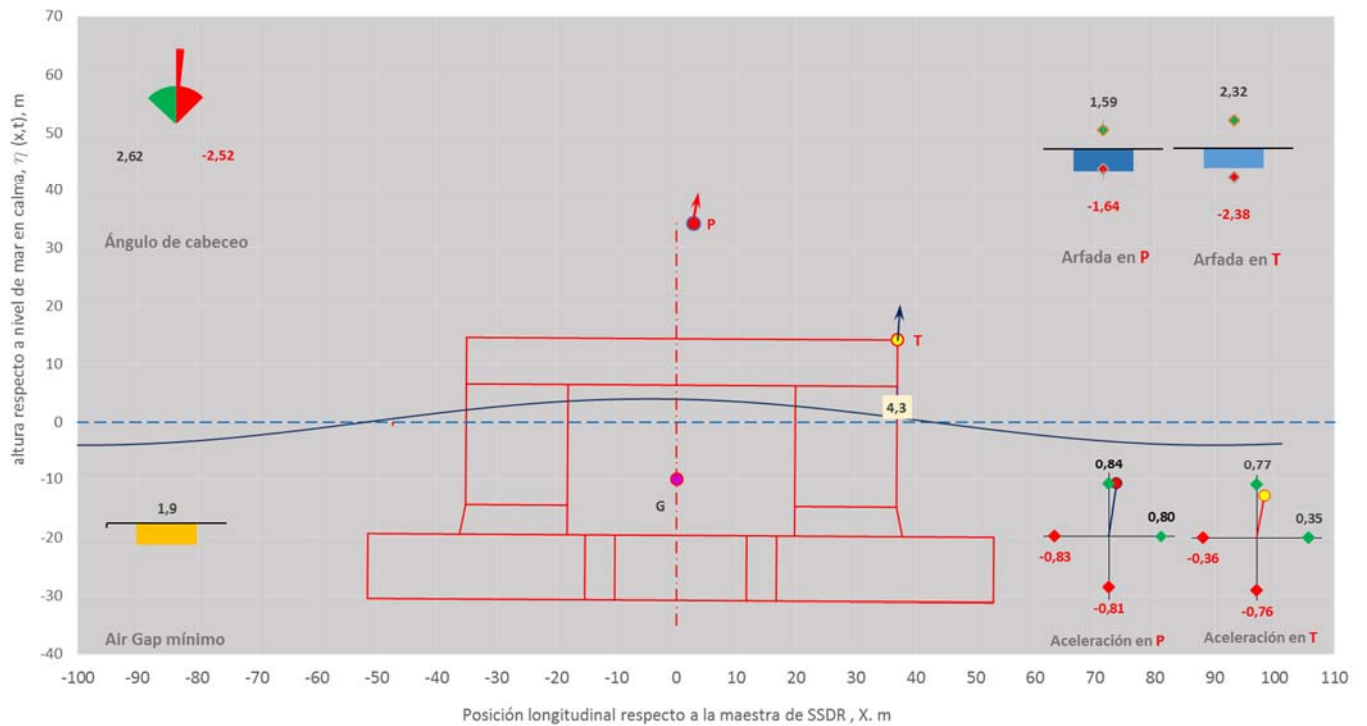
En función de las condiciones meteoceánicas fijadas en proyecto el diseño ha de operar dentro de los límites de seguridad previstos en los manuales de operación previstos por las compañías operadoras o los organismos reguladores. En la tabla a continuación se adjuntan límites de operación para plataformas de perforación en el campo Juana de Arco en la costa ártica canadiense.

OPERATION	Total Heave m	Pitch & Roll Single Amplitude deg.	Offset Ball Joint Angle deg.
Drilling/Tripping	5.0	5.0	4.0
Casing/Cementing	3.0	4.0	3.0
Running BOP	1.5	2.0	N/A
Hang-Off	5.0	5.0	4.0
Disconnect Riser	6.0	N/A	8.0
Logging	4.0	N/A	4.0
Well Testing	3.0	4.0	3.0
Survival Condition including 1/3 anchor chain tension	De-ballast to survival draft of 17m to increase air gap		
Evacuation when	90% of vessels design criteria is expected to be reached		

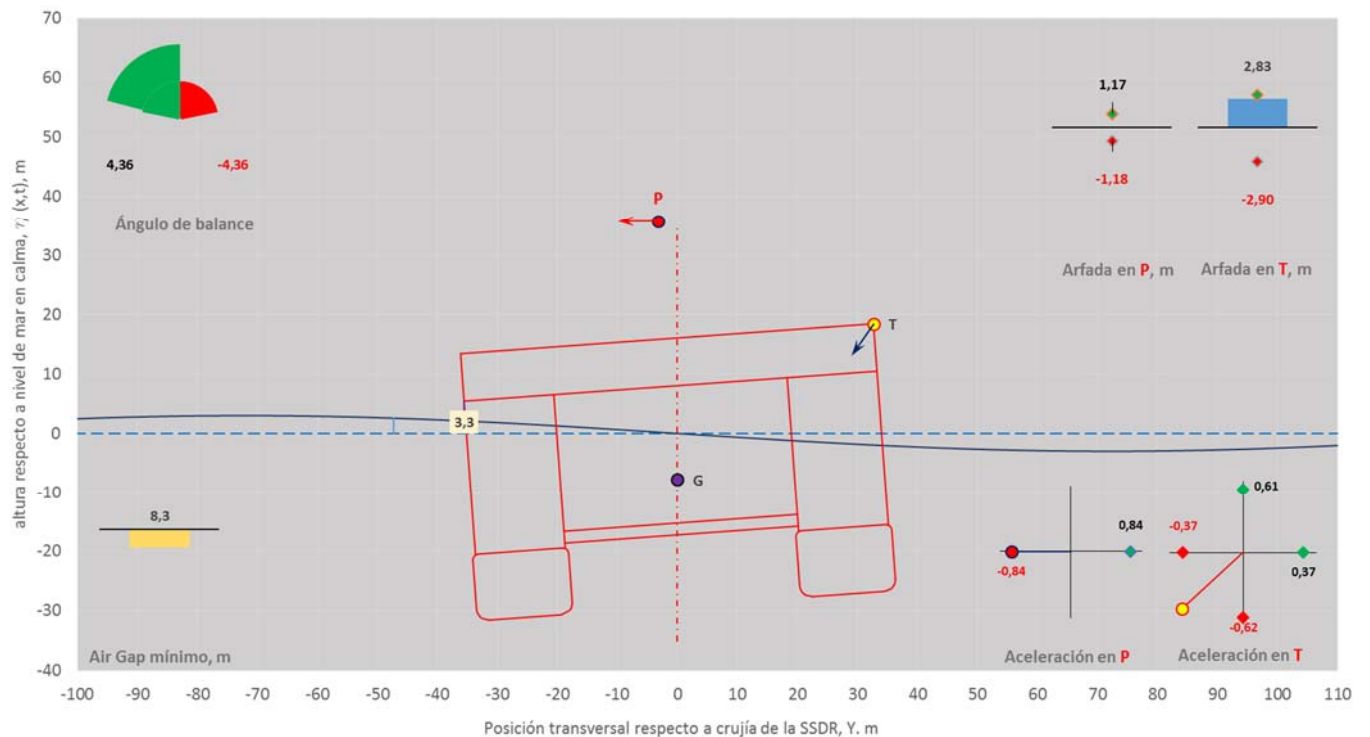
Fijados los criterios meteoceánicos y de aceptación, se procede a correr la animación.

Se dispone de dos visualizaciones, sección longitudinal con mar de popa, y sección transversal con mar de costado (estribor). A continuación se representan los gráficos dinámicos en ambas situaciones.

Dinámica de SSDR en flotación con ola de popa.



Movimientos de arfada de SSDR sin trimados en flotación sobre la ola regular de costado.



Los gráficos presentan la siguiente información durante la secuencia de animación.

1. ÁNGULO DE BALANCE (ESCORA)/CABECEO (TRIMADO). En la esquina superior izquierda se incluye un gráfico con la variación del ángulo instantáneo. Un dial interno marca los valores máximo y mínimo de estos ángulos. La etiqueta indica el valor de máximo alcanzado por el ángulo en cada extremo.

2. AIR GAP. El Air Gap se representa en dos posiciones. En el extremo inferior izquierdo se representa con un gráfico de barras la posición instantánea del Air Gap. El valor mínimo de alcanzado se indica en la etiqueta localizada sobre la barra del gráfico.

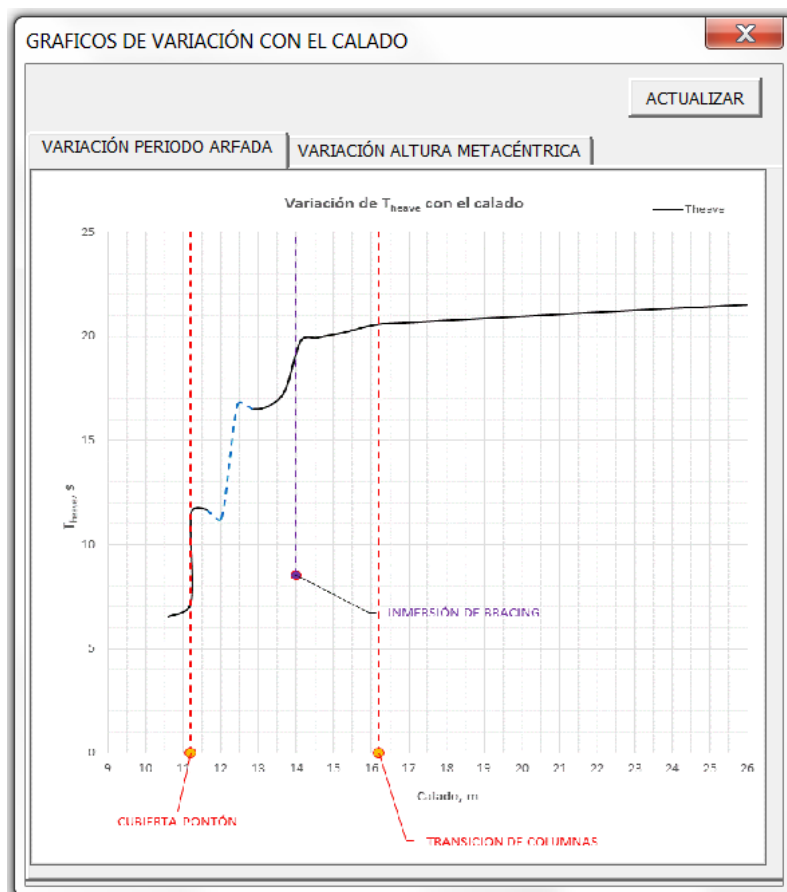
La posición instantánea del Air Gap mínimo entre la ola que pasa entre las columnas de SSDR y el fondo de cubierta se representa por una recta que une los puntos de mínima distancia, sobre la que se sitúa una etiqueta con el valor instantáneo. Tras recorrer todo el fondo, la indicación de Air Gap mínimo se mantiene en los extremos de cubierta.

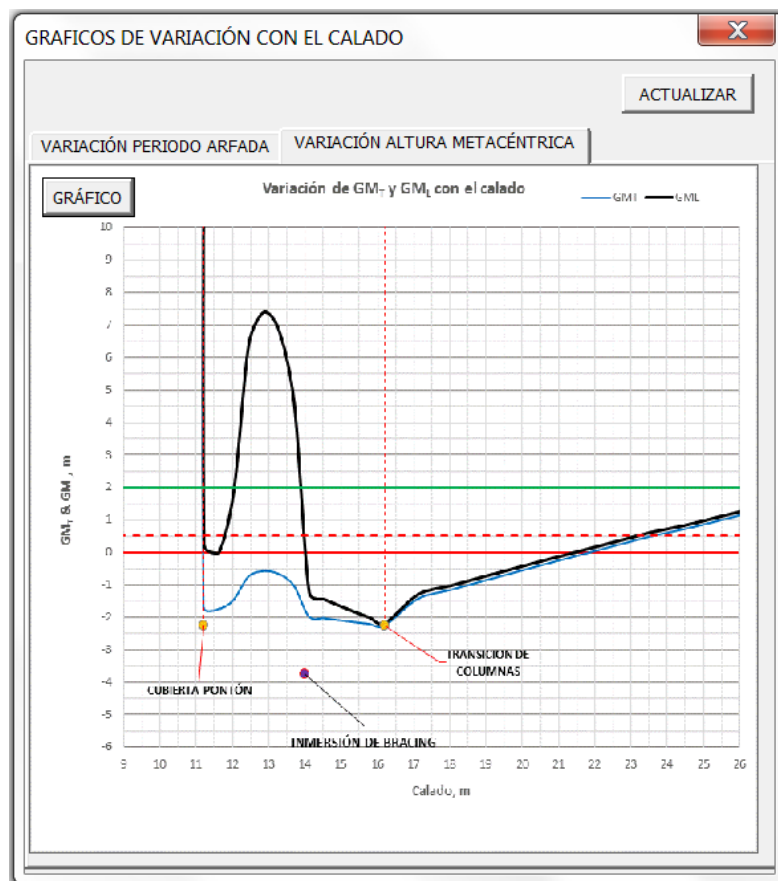
3. ARFADA. En la esquina superior derecha se incluyen los gráficos de arfada. La arfada se representa con unos gráficos de barras que toman el valor y posición vertical respecto de la posición adrizada. Esta barra arrastra un índice hasta las amplitudes máximas. El valor total de arfada será la suma de ambos valores absolutos. Se han representado la arfada para el punto sobre cubierta más alejado del centro de flotación, donde se obtienen los valores máximos de arfada al estar más alejado del punto de giro. Otro gráfico representa los valores para un punto a situar a discreción del operador de la herramienta, donde se podrá evaluar los valores en localizaciones específicas como puede ser el punto de conexión de los compensadores de risers. Aplicando los límites de operación en este punto se podrá valorar el diseño.

4. ACELERACIONES. En el extremo inferior derecho se representan con gráficos radiales los valores instantáneos de las aceleraciones calculadas en los puntos anteriormente descritos. Durante la secuencia, el radio del gráfico arrastra unos índices hasta los valores máximos en cada eje y sentido. A la vez, sobre los puntos representados, se indica con una flecha, la dirección y magnitud escalada de la aceleración instantánea.

2.8. GRÁFICOS.

Desde el formulario “DIMENSIONES PRINCIPALES DE SSDR” se accede directamente al formulario “GRAFICOS DE VARIACIÓN CON EL CALADO”. La imagen adjunta muestra el formulario abierto por la primera de sus dos pestañas. En esta primera pestaña se incluye el gráfico de variación de periodo de arfada conforme la unidad se sumerge, como ya se comentó en un punto anterior. La segunda de las pestañas incluye el gráfico de variación de las alturas metacéntricas iniciales con el calado. Se incluye un comando para actualizar estos gráficos cuando se incluyen modificaciones en las variables dimensionales o parámetros desde la hoja “DATOS” o formularios.





PAGINA EN BLANCO



PROYECTO FINAL DE CARRERA

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE.
SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG

4. DISEÑO DE FLOTADOR PARA UNA SSDR

4.1 DIMENSIONAMIENTO

4.2 DINÁMICA DE SSDRs

PAGINA EN BLANCO

4.1. DIMENSIONAMIENTO DE UNA SSDR

1. REQUERIMIENTOS DE PROYECTO

- 1.1. PROFUNDIDAD MARINA DE OPERACIÓN**
- 1.2. PROFUNDIDAD MÁXIMA DE PERFORACIÓN**
- 1.3. MISIONES**
- 1.4. CONDICIONES METEOCEÁNICAS**
- 1.5. REQUERIMIENTOS DE PROYECTO**

2. PARÁMETROS DE PROYECTO

- 2.1. DINÁMICA, MOVIMIENTO VERTICAL**
- 2.2. AIR GAP MÍNIMO**
- 2.3. ESTABILIDAD**
- 2.4. VDL**
- 2.5. SUPERFICIE DE CUBIERTA**

3. VARIABLES DIMENSIONALES

- 3.1. DISPOSICIÓN DE COLUMNAS ESTABILIZADORAS**
- 3.2. PONTONES**
- 3.3. COLUMNAS**
- 3.4. CUBIERTA**
- 3.5. BRACING**

4. ESTIMACIÓN DE DIMENSIONES PRINCIPALES

5. DIMENSIONAMIENTO

PAGINA EN BLANCO

DIMENSIONAMIENTO DE UNA SSDR.

Plantearemos el dimensionamiento de una plataforma semi-sumergible para perforación offshore pretendiendo cumplir con los requerimientos operativos impuestos a un coste constructivo satisfactorio para el armador.

Se va a resumir a continuación los diferentes estadios en el desarrollo de definición en una fase inicial del proyecto. Esto se hará de forma estructurada y representada mediante diagramas de flujo. Las decisiones adoptadas en este capítulo se han tomado en base a la documentación consultada, la información expuesta en capítulos precedentes en este proyecto y la imaginación del alumno. Se ha intentado en todo momento ajustarse a la situación actual de la industria y las tendencias a futuro.

Para la toma de decisiones nos apoyaremos en la base de datos que se ha creado para el proyecto con 69 unidades en operación botadas con posterioridad al año 2000 y 20 diseños básicos. Se pretende con esto aportar los datos más actualizados en el diseño de SSDRs.

1. REQUERIMIENTOS DE PROYECTO.

El primer paso será fijar los requerimientos de proyecto. Estos requerimientos son impuestos por el cliente-armador y son fundamentalmente cuatro conceptos básicos como se refleja en el gráfico a continuación.



1.1. PROFUNDIDAD MARINA DE OPERACIÓN.

La tendencia actual en la exploración de recursos offshore en aguas profundas y ultra-profundas como consecuencia del agotamiento de los campos clásicos en aguas someras se refleja en la tendencia en el diseño de unidades capaces de perforar en profundidades marinas mayores de 7.500 pies (2286 m), llegando incluso hasta 12.000 pies (3660 m), aunque se mantiene la construcción de unidades con rangos de operación menores que se dirigen principalmente a misiones de intervención, abandono u operaciones restringidas en aguas someras.

El 81% de las unidades construidas se han diseñado para profundidades de operación por encima de 7000 pies de profundidad. De estas el 52% se han diseñado para profundidades de más de 1.0000 pies.

En la [Fig. 1](#) de la siguiente página se ha representado el número de unidades diseñadas durante el presente s. XXI agrupadas por segmentos de profundidad máxima operativa.

La decisión sobre la profundidad de operación se debe de hacer en función de la localización de los yacimientos. Dentro de cada región offshore puede haber exploraciones a distinta profundidades. Como guía a la toma de decisión se ha representado en el gráfico de la [Fig. 2](#) las SSDRs construidas en el presente siglo, por las diferentes regiones offshore donde están operando en la actualidad o van a

operar en el futuro inmediato. La mayoría de las regiones offshore ocupan SSDRs con profundidades operativas superiores a 10.000 pies.

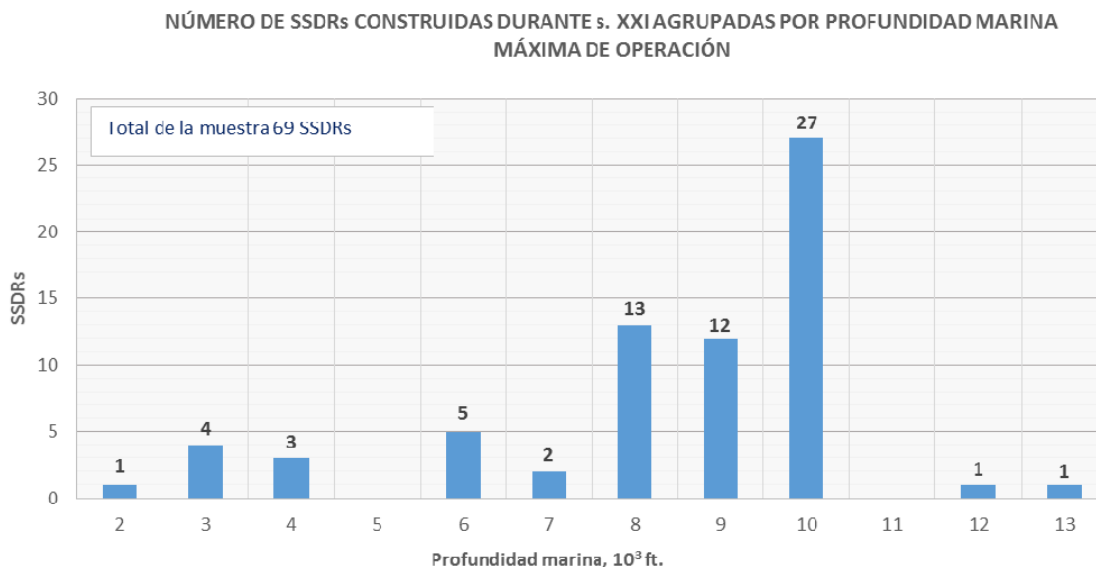


Fig. 1. Distribución de SSDRs construidas durante el s. XXI agrupadas por profundidad operativa

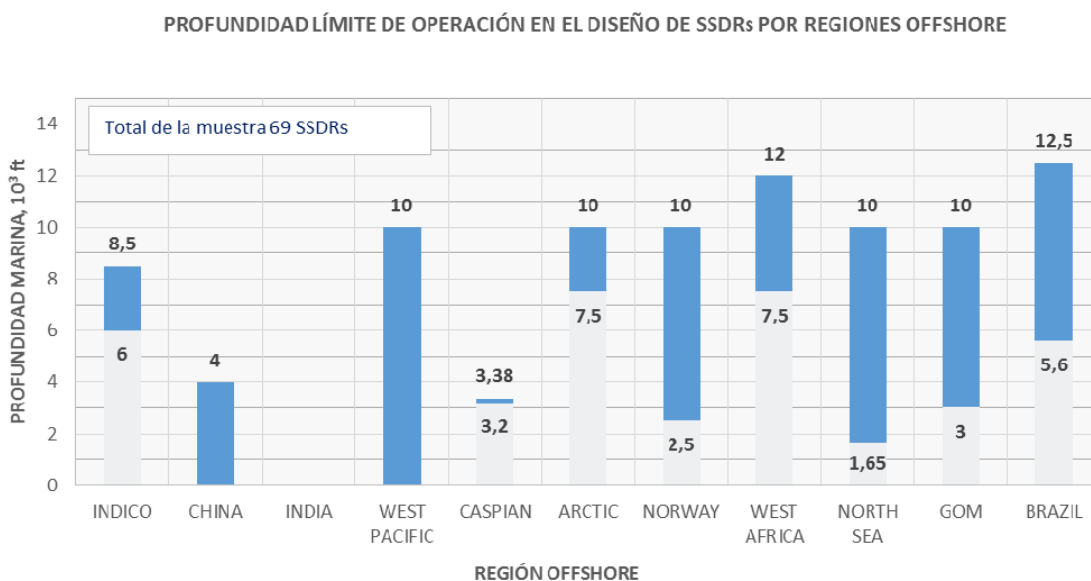


Fig. 2. Rango de profundidades operativas de SSDRs construidas durante s. XXI por regiones offshore.

El occidente africano es una región en pleno desarrollo. En esta región el rango operativo se clasifica como aguas profundas a aguas ultra-profundas. Otras regiones tradicionales como GoM y MdN, teniendo una flota operativa para aguas someras, están incorporando igualmente nuevas unidades con capacidad operativa a grandes profundidades.

Como ya se adelantó en artículos anteriores de este proyecto el futuro está decidido a trasladar las operaciones de exploración a aguas profundas y ultra-profundas.

Están apareciendo unidades con diseño de hasta 12.500 pies, profundidades que están atendiendo en mayor medida los DrillShips por su mayor capacidad de acopios, transporte y autonomía, por lo que una apuesta por estas profundidades no parece por el momento justificada. Tan solo dos unidades se han construido hasta el momento.

Definiremos la ***profundidad de operación en profundidades marinas de hasta 10.000 pies***, para la nueva SSDR a diseñar que corresponde a la cota máxima de diseño en las principales regiones offshore.

La profundidad de operación máxima va a incidir directamente en el total de risers, las presiones máximas de operación de los equipos subsea a instalar, la capacidad de los cabrestantes para líneas guía, maquinillas de amarre, derrick dual, etc.

1.2. PROFUNDIDAD MÁXIMA DE PERFORACIÓN.

Este requerimiento está íntimamente ligado con el anterior, a mayor profundidad marina mayor profundidad de perforación. Sin embargo, los datos recogidos en la base de proyecto se refieren al pertrechado de la unidad en el momento de su botadura. Indican por tanto la orientación a la misión contratada, no tanto la capacidad real de la plataforma, que puede ser mayor en algunos casos.

En el gráfico de la [Fig. 3](#) se ha representado la agrupación de unidades construidas por la profundidad máxima de perforación. El grupo más numeroso llega a profundidades de hasta 30.000 ft. Las unidades más capaces llegan a 50.000 ft. Esta última coincide con las unidades con capacidad de operación de hasta 12.000 ft.

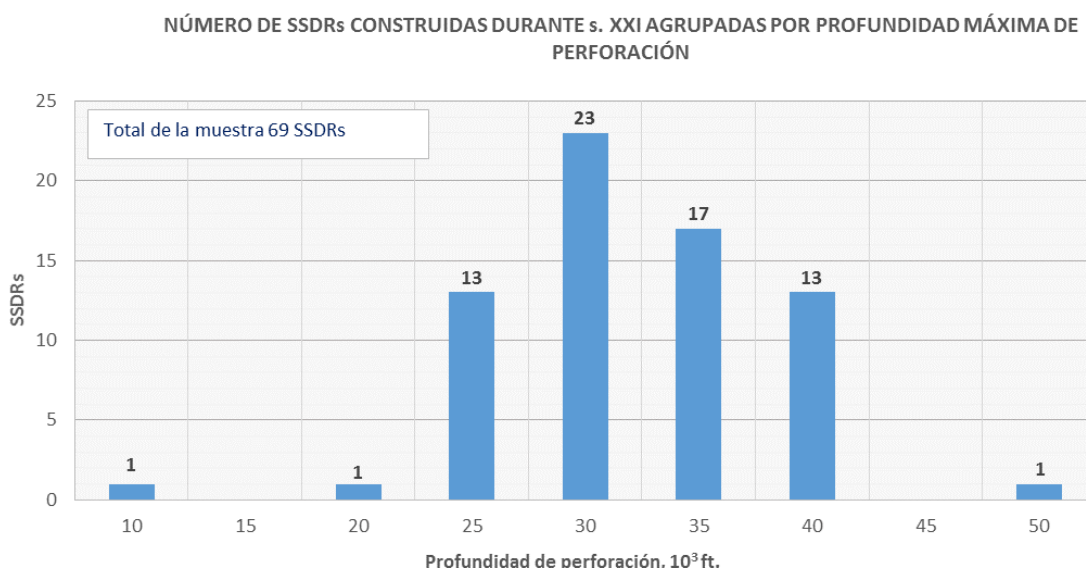


Fig. 3. SSDRs construidas durante el S.XXI agrupadas por profundidades máximas de perforación.

La misma investigación por regiones geográficas se muestra en la [Fig. 4](#).

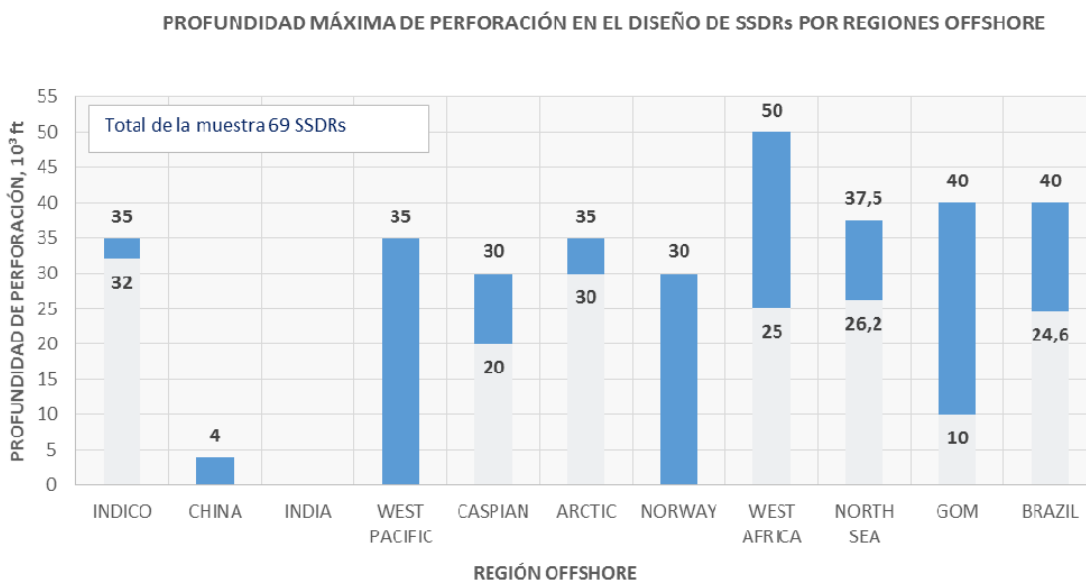


Fig. 4. Límites de profundidades de perforación de SSDRs construidas durante el S.XXI en regiones offshore

Considerando las unidades diseñadas para operación en aguas de profundidades de hasta 10.000 ft, se ha representado en la [Fig. 5](#) los límites en la profundidad de perforación.

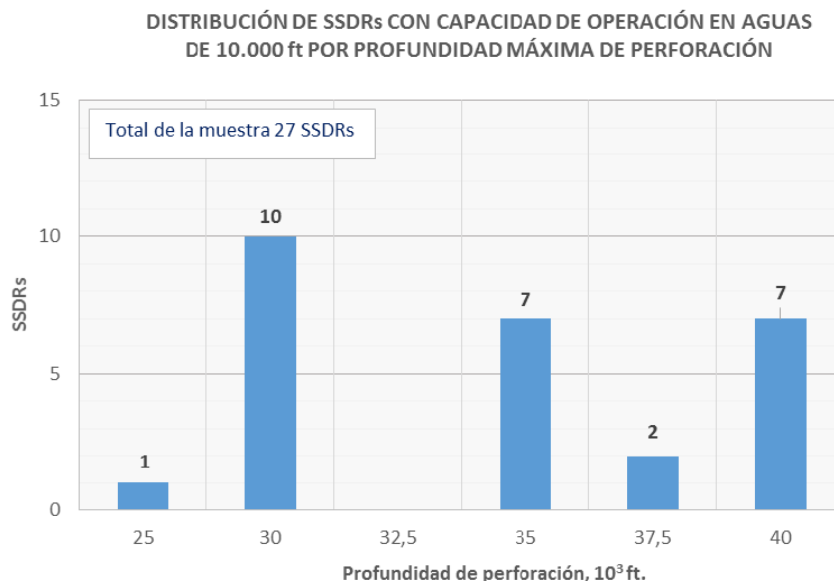


Fig. 5. Grupos de unidades por profundidad de perforación. SSDRs diseñadas para operación de hasta 10.000 ft

La dispersión es significativa, aunque la horquilla de operación se encuentra entre 30.000 ft y 40.000 ft, un intervalo de 3048 m.

La profundidad de perforación no corresponde con la longitud en vertical desde la flotación que la SSDR podrá perforar. Los nuevos métodos de perforación direccional permiten que, desde una localización fija, se pueda perforar en cualquier dirección, no solo vertical. Es posible la perforación en ángulos próximos a la horizontal. Esto posibilita el diseño concentrado de las instalaciones submarinas de producción fases posteriores, que conducen a una disminución en la complejidad de las instalaciones y mejora económica en la explotación del yacimiento.

Los desarrollos subsea actuales van en la vía de lo anteriormente comentado, por lo que con la información disponible, una apuesta por el diseño en el tope de la capacidad actual estaría justificada.

Consideraremos el diseño para **profundidades de perforación de hasta 40.000 ft**, que corresponde a la cota de diseño para unidades SSDRs de hasta 10000 ft de profundidad de operación.

Esta decisión tendrá influencia en la VDL, atendiendo a la capacidad de tubería de perforación, camisas y tubulares a acopiar. Si además se consideran regiones remotas, esta decisión tendrá mayor incidencia por las necesidades de carga en condición de tránsito. Además del acopio de tubulares, las capacidades de fluido de perforación y las presiones de las bombas de lodos se verán incrementadas considerablemente, resultando en plataformas de mayores dimensiones.

1.3. MISIONES.

Las misión clásica de una SSDR es como su nombre indica la de perforar durante las fases de exploración y desarrollo del yacimiento offshore.

La evolución de la explotación offshore hacia profundidades cada vez mayores requiere de plataformas estables y de gran capacidad para la instalación de toda la arquitectura subsea en tiempos reducidos. La industria ha empleado una gran cantidad de buques auxiliares para las fases de terminación y puesta en producción, que se incorporaban a la zona de operaciones con el pozo perforado, sin completar. El elevado coste diario de las semi-sumergibles hacía inviable el mantener estos equipos para la ejecución de trabajos de desarrollo. En yacimientos profundos y remotos de la costa esta solución se está

invirtiendo principalmente por el elevado coste que implican los desplazamientos y la movilización de numerosos equipos auxiliares y la carencia de unidades con capacidad de operar en estas cotas.

Por otro lado, la intervención de pozos a gran escala, workovers, requiere de equipos pesados y estables cuando se opera sobre pozos profundos y ultra-profundos.

Las Semi-sumergibles están diversificando sus capacidades operativas hacia estas otras actividades tan importantes del desarrollo offshore.

Más aun, el agotamiento esperado de los yacimientos de las regiones tradicionales, en el que existen más de 11000 pozos, algunos de ellos ya abandonados, abre un mercado futuro para el que se han de tener capacidades.

El diseño actual de una SSDR por tanto ha de estar orientado a la polivalencia operativa. La principal característica de las semi-sumergibles, el comportamiento dinámico en condiciones de mar adversa, presenta la mayor ventaja frente a otros tipos de flotador como los monocascos.

La incidencia principal de un diseño para misiones polivalentes está en la superficie de cubierta, que tendrá que tener espacio suficiente para la distribución de los diferentes equipos específicos y materiales tan variados que requieren las distintas misiones. En la [Fig 6](#) se ha representado la disposición

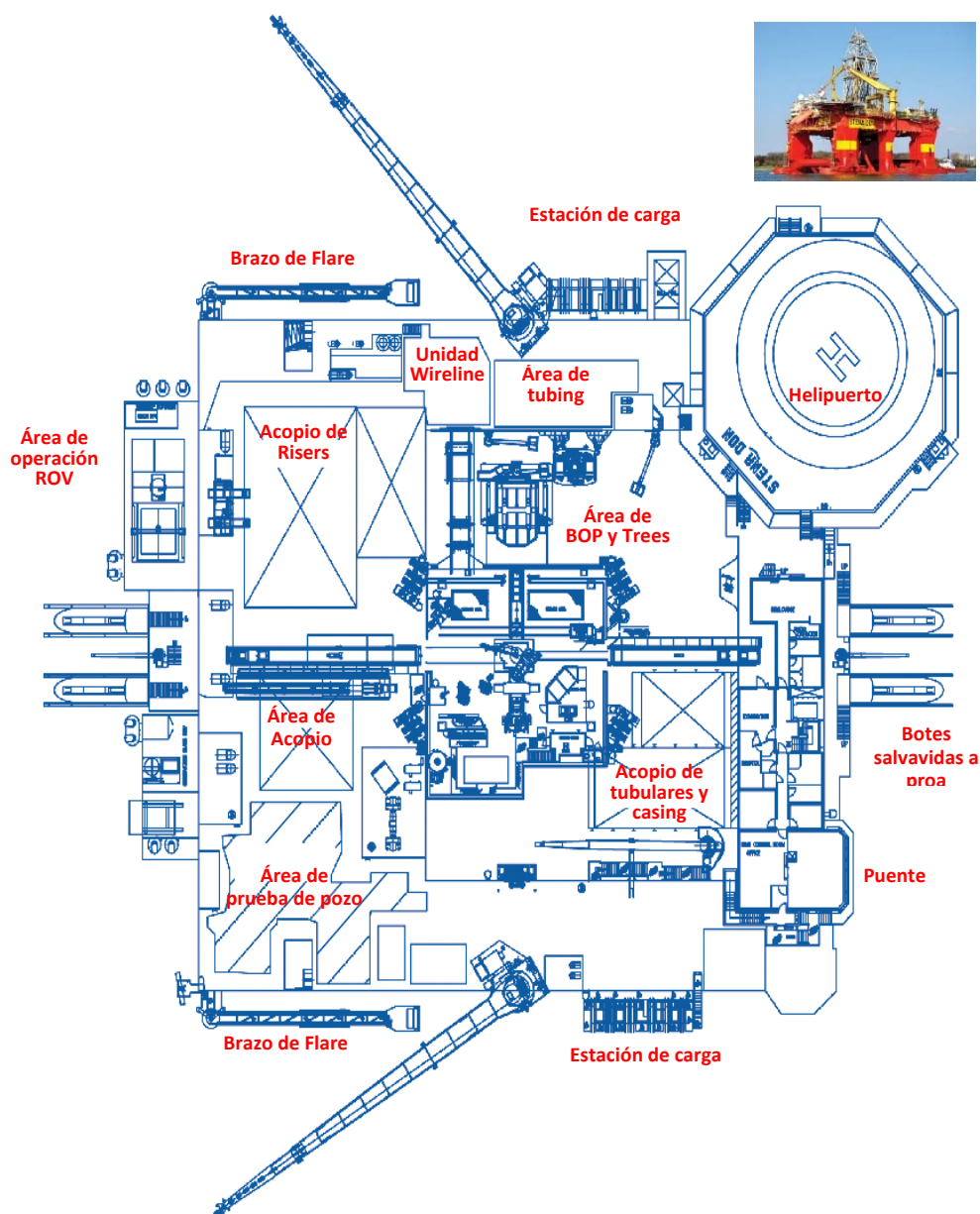


Fig. 6. Disposición general de la cubierta de la SSDR Stena Don

general de cubierta de la SSDR Stena Don, especialmente diseñada para misiones de terminación, workover e intervención de pozos offshore, en la que se puede observar un área reservada a prueba de pozo, actividad que se incluye en la fase de terminación.

La decisión por el diseño de una unidad con polivalencia operativa se ve de este modo justificada, y será por tanto un **diseño de SSDR multi-misión**.

1.4. CONDICIONES METEOCEANICAS.

Las condiciones meteoceánicas son determinantes en el diseño de cualquier equipo flotante que haya de permanecer estacionario en el mar durante el desarrollo de su misión. Fijar las condiciones meteoceánicas de operación como requerimiento de proyecto es una extrapolación a la disponibilidad de operación segura en determinadas regiones offshore.

Las SSDRs se clasifican por las condiciones de mar límite en las que pueden operar, viento, velocidad de la corriente, altura de ola significativa y periodo pico de paso de la ola.

La decisión de construir una nueva SSDR es consecuencia de la firma de un contrato de exploración, aunque en los últimos años la especulación también tiene su lugar en la construcción offshore. Incluso especulando, la zona de operación para la unidad a construir está decidida antes de proceder con el lanzamiento del proyecto de construcción. La decisión de los gestores está en definir si se ha diseñado con cotas mayores para posibilitar a la unidad la colocación en un mayor segmento de mercado. Diseñando para condiciones meteoceánicas más restrictivas se incrementa como consecuencia el CAPEX que se puede ver compensado por un mayor tiempo de ocupación.

Una consecuencia clara en la definición de las condiciones meteoceánicas está en la tipología de SSDR. El número de columnas está íntimamente ligado con el comportamiento dinámico de la unidad y la capacidad de carga sobre cubierta. Se distinguen unidades con 8, 6 y 4 columnas estabilizadoras entre las SSDRs de última generación. El incremento de columnas conlleva incremento de coste. En el gráfico de la Fig. 7 se ha incluido la distribución de SSDRs construidas en el s. XXI entre las diferentes regiones offshore para las que se han diseñado y prestan servicio.

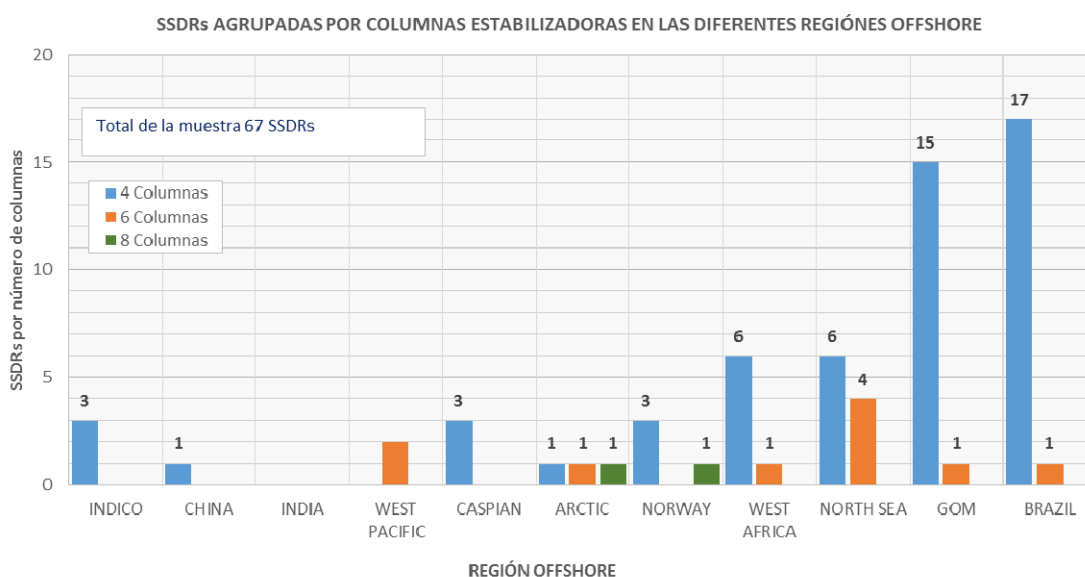


Fig. 7. Distribución geográfica de SSDRs por número de columnas estabilizadoras

Las unidades con 8 columnas están localizadas en regiones con condiciones extremas, Ártico y Mar de Noruega. Las unidades con 6 columnas tienen un mayor ámbito de operación, pero la presencia de las unidades con cuatro columnas esta globalizada. La mayor densidad se presenta en el GoM y Brasil.

Brasil ha supuesto desde principios de siglo un mercado en desarrollo que ha concentrado gran parte de la flota operativa mundial, junto con el MdN. Brasil ha reducido su tasa de nuevas contrataciones, manteniendo en operación la mayor y más moderna flota de SSDRs. En el GoM se está demandando la contratación de nuevas unidades al abrirse a la exploración de aguas ultra-profundas. La numerosa flota disponible no tiene capacidad para perforar a estas profundidades. Otros mercados emergentes con África están reclamando nuevas unidades, también con capacidad de operación a grandes profundidades. Brasil, GoM y África occidental, el llamado triángulo de oro, representa la mejor opción de contratación por los precios de servicio.

Fijaremos el **GoM como región de operación para el diseño de la SSDR**. Las condiciones meteoceánicas para esta región están muy documentadas en los estándares internacionales. API-RP-2MET provee una extensa información para el diseño con información meteoceánica desarrollada hasta periodos de retorno de 2000 años.

Un criterio de condiciones meteoceánicas para operación de SSDRs en el GoM y Brasil se presentan en la tabla de la Fig. 8.

		GoM		BRASIL	
		OPERACIÓN. PERIODO DE RETORNO A 10 AÑOS	SUPERVIVENCIA	OPERACIÓN. PERIODO DE RETORNO A 10 AÑOS	SUPERVIVENCIA
Altura de ola significativa, Hs	m	5.1	14.6	6.9	17
Periodo de la ola, Tp	s	10.5	11	14.6	14.0
Velocidad del viento	kn	41.0		43.0	
Velocidad de la corriente	kn	2.7		3.3	

Fig. 8. Criterios de diseño Meteoceánicos

De la base de datos de proyecto se han obtenido los datos que se reproducen en la Fig. 9. Para las alturas significativas de ola por regiones offshore.

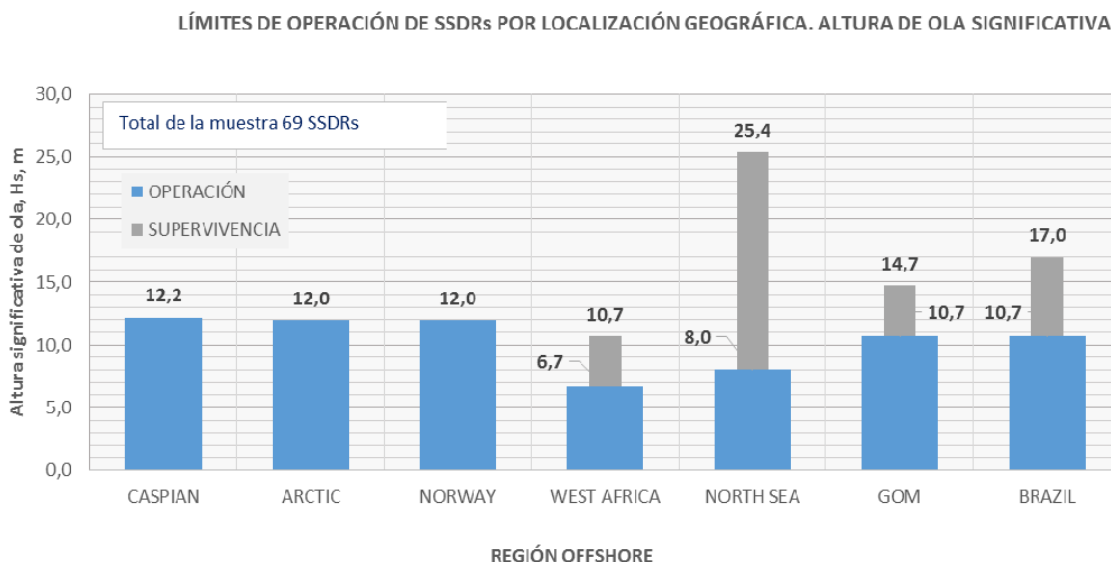


Fig. 9. Alturas de ola significativa de límite de operación para SSDRs por región.

La selección de los datos meteoceánicos de diseño se recomienda por parte de las SSCC que se realice en base a observaciones in situ y posterior tratamiento estadístico. El diseño de estructura se ha de hacer para equipos con permanencia en el lugar de operaciones, fijos flotantes o fijos fundados en el fondo marino, con valores obtenidos para un periodo de retorno de 100 años. Para estructuras móviles como las SSDRs, el criterio de diseño varía calculándose habitualmente para periodos de retorno de 10 años.

Los parámetros indicativos para el análisis inicial serán el periodo de pico, TP, la altura significativa de ola, Hs y la velocidad del viento, V_w a 10 m sobre el nivel del mar. Esta última se puede obtener de las reglas de clasificación de las SSCC.

En esta etapa inicial de proyecto, se pueden hacer uso de la información disponible en los estamentos reguladores y de estandarización que están publicando estándares como API-RP-2MET “Derivation of Metocean Design and Operating Conditions” y su equivalente ISO 19901-1 “Metocean Design and Operating Considerations”. API-RP-2MET se ha derivado de API-RP-2A-WSD como un documento aparte para plasmar las últimas situaciones meteoceánicas que se pusieron de relieve tras el huracán Katrina. API-RP-2-MET está disponible en una edición interina. La edición de 2014 está disponible en DRAFT.

En relación a la región del GoM, las características de las olas varían de acuerdo a la profundidad y el fetch que las ha generado. La mayoría de las olas en el norte del GoM tienen menos de 3 m de altura. La ola de verano alcanza una altura típica de 1.5 m o menos, con periodos de 4 a 8 s.

Las mayores olas encontradas en el GoM están generadas por intensos huracanes. En aguas profundas el pico del mar característico puede exceder una Hs de 16 m, con olas individuales de más de 30 m. Las mayores alturas son generadas por vientos de 100 km dentro de tormentas que se mantienen durante un máximo de 24 h. El espectro de ola se representa en esta región en el modelo de JONSWAP con γ en el rango de 1.5 a 2.6.

Las tormentas de viento severas producen usualmente mares que exceden los 6 m de altura y llegan hasta los 9 m. Las tormentas de viento suelen crear olas de gran longitud. Para este tipo de mar el espectro de JONSWAP se representa con valores de γ en el rango de 1.0 a 3.3.

El GoM se divide en tres regiones significativas, como se indica en la [Fig. 10](#).

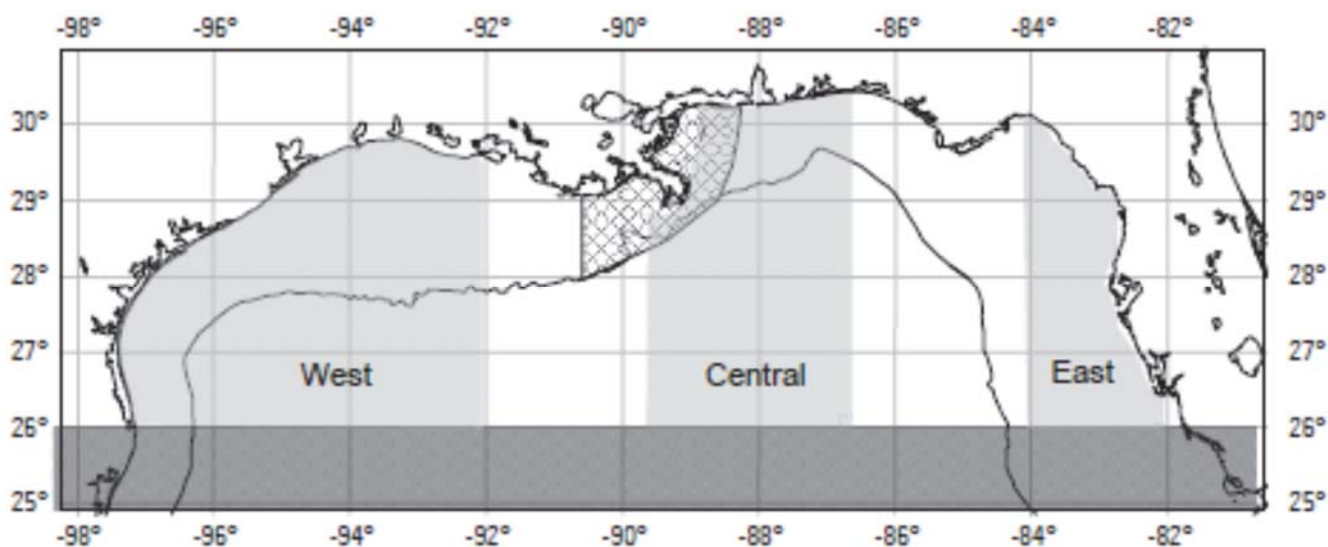


Fig. 10. Regiones en el GoM. API Recommended Practice 2MET/ISO 19901-1. 2005

Se distinguen tres regiones dentro del GoM, con condiciones meteoceánicas diferenciadas. La zona central presenta las condiciones más extremas, mientras la zona este, tiene condiciones menos extremas siendo la zona occidental la que presenta condiciones intermedias.

En API-RP-2MET se estiman los parámetros meteoceánicos extremos para los principales fenómenos que dominan el GoM, huracanes, tormentas de invierno, corrientes de loop, combinaciones entre ellas, etc, para cada región. En la siguiente [Fig. 11](#) se incluye los parámetros característicos en condiciones de huracanes en la región central del GoM.

En la [Fig. 12](#) se presentan los parámetros meteoceánicos para tormenta de invierno que tienen aplicación a todo el GoM..

Table C.23 — Hurricane winds, waves, currents and surge in deep water, central Gulf of Mexico (84° W to 92° W)

	Return period (years)							
	10	15	25	50	100	300	500	1000
Wind speed (10 m)								
1 hour mean wind speed	33.0	36.1	40.1	44.4	48.0	53.3	56.1	60.0
10 min mean wind speed	36.5	40.2	44.9	50.1	54.5	61.0	64.5	69.5
1 min mean wind speed (m/s)	41.0	45.4	51.1	57.4	62.8	71.0	75.4	81.6
3 sec gust (m/s)	46.9	52.2	59.2	66.9	73.7	83.9	89.5	97.5
Waves (depth ≥ 120 m)								
Significant wave height (m)	10.0	11.4	13.3	14.8	15.8	17.3	18.4	19.8
Maximum wave height (m)	17.7	20.3	23.5	26.1	27.9	30.5	32.4	34.9
Maximum crest elevation (m)	11.5	13.0	15.2	16.9	18.1	19.8	21.0	22.5
Peak spectral period (s)	13.0	13.6	14.4	15.0	15.4	16.1	16.6	17.2
Period of maximum wave (s)	11.7	12.2	13.0	13.5	13.9	14.5	14.9	15.5
Currents (depth ≥ 50 m)								
Surface speed (m/s)	1.65	1.80	2.00	2.22	2.40	2.66	2.81	3.00
Bottom of profile (m)	69.3	75.7	84.2	93.2	100.	111.	118.	126.
Currents (depth 10-50 m)								
Uniform speed (m/s)	1.65	1.80	2.00	2.22	2.40	2.66	2.81	3.00
Water level (depth ≥ 120 m)								
Associated storm surge (m)	0.26	0.33	0.42	0.53	0.64	0.78	0.83	0.90
Tidal amplitude (m)	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42

Fig. 11. Parametros Metroceánicos en el GoM en condiciones de Huracán. API-RP-2MET. 2014

Table C.32 — Winter storm winds, waves, current and surge, depth ≥ 120 m

Load case	Return period (years)					
	1	5	10	25	50	100
Wind speed (10 m elevation)						
1-hour mean (m/s)	18.1	20.0	20.8	22.9	24.2	25.6
10-minute mean (m/s)	19.5	21.6	22.5	24.9	26.4	28.0
1-minute mean (m/s)	21.3	23.7	24.8	27.5	29.2	31.0
3-sec gust (m/s)	23.7	26.5	27.7	30.8	32.8	35.0
Waves						
Significant wave height (m)	4.9	6.0	6.4	7.2	7.6	8.3
Maximum wave height (m)	8.9	10.9	11.6	13.1	13.8	15.1
Maximum crest elevation (m)		6.5	7.0	7.	8.	9.
Peak spectral period (s)		10.8	11.1	11.8	12.0	12.5
Period of maximum wave (s)		9.7	10.0	10.6	10.8	11.3
Currents						
Speed (m/s)		0.47	0.55	0.65	0.72	0.79
Depth (m)	75	75	75	75	75	75
Water level						
Surge (m)	0.06	0.13	0.16	0.21	0.24	0.27
Tidal amplitude (m)	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42

Fig. 12. Parametros Metroceánicos en el GoM en condiciones de tormenta de invierno. API-RP-2MET. 2014

La elección de las condiciones meteoceánicas se planteará en esta primera fase desde el punto de vista operacional. Esto es, se deberá de asegurar el desarrollo de la misión en condiciones de mar definidas por los parámetros de decisión, sin desconexión del fondo. Frente a fenómenos extraordinarios donde se requiera la desconexión de la unidad y el capeo de temporal se definirán las condiciones de supervivencia de la unidad.

Fijamos a continuación los **parámetros meteoceánicos de proyecto**:

Condición en operación:

Hs = 6.4 m

Tp = 11.1 s

Condición de supervivencia:

Hs = 10 m

Tp = 13 s

Los parámetros de diseño están por encima de los valores de ocurrencia para la combinación de alturas de ola y ocurrencia que recoge API-RP-2MET en su tabla C.37, que se ha representado a continuación.

		T _P , s												%
Hs, m		0,50	1,50	2,50	3,50	4,50	5,50	6,50	7,50	8,50	9,50	10,50	11,50	
		1,50	2,50	3,50	4,50	5,50	6,50	7,50	8,50	9,50	10,50	11,50	12,50	
0,20	0,50		0,16	1,99	4,26	5,67	2,74	1,05	0,67	0,05	0,01	0,02		16,62
0,50	0,80		0,04	1,22	3,39	7,78	6,62	1,84	0,53	0,13	0,01			21,56
0,80	1,10		0,01	0,35	1,41	4,80	7,84	3,14	0,61	0,08	0,03			18,27
1,10	1,40			0,07	0,27	1,97	5,89	4,78	1,50	0,08	0,01	0,01		14,58
1,40	1,70			0,01	0,05	0,49	3,02	4,28	2,32	0,14	0,03	0,01		10,35
1,70	2,00					0,13	1,16	2,87	2,37	0,23	0,03	0,01		6,80
2,00	2,30					0,03	0,36	1,54	2,05	0,39	0,08	0,02		4,47
2,30	2,60						0,11	0,62	1,46	0,39	0,10	0,02		2,70
2,60	2,90						0,02	0,20	0,88	0,37	0,11	0,02		1,60
2,90	3,20							0,06	0,46	0,42	0,08	0,02		1,04
3,20	3,50							0,02	0,20	0,25	0,10	0,03		0,60
3,50	3,80							0,01	0,12	0,17	0,13	0,03		0,46
3,80	4,10								0,08	0,12	0,13	0,04		0,37
4,10	4,40								0,02	0,05	0,08	0,03		0,18
4,40	4,70								0,01	0,03	0,04	0,05		0,13
4,70	5,00									0,01	0,03	0,05		0,09
5,00	5,30										0,01	0,05		0,06
5,30	5,60											0,04		0,04
5,60	5,90										0,01	0,04		0,05
5,90	6,30										0,01	0,02		0,03
%			0,21	3,64	9,38	20,87	27,76	20,41	13,28	2,91	1,03	0,51		

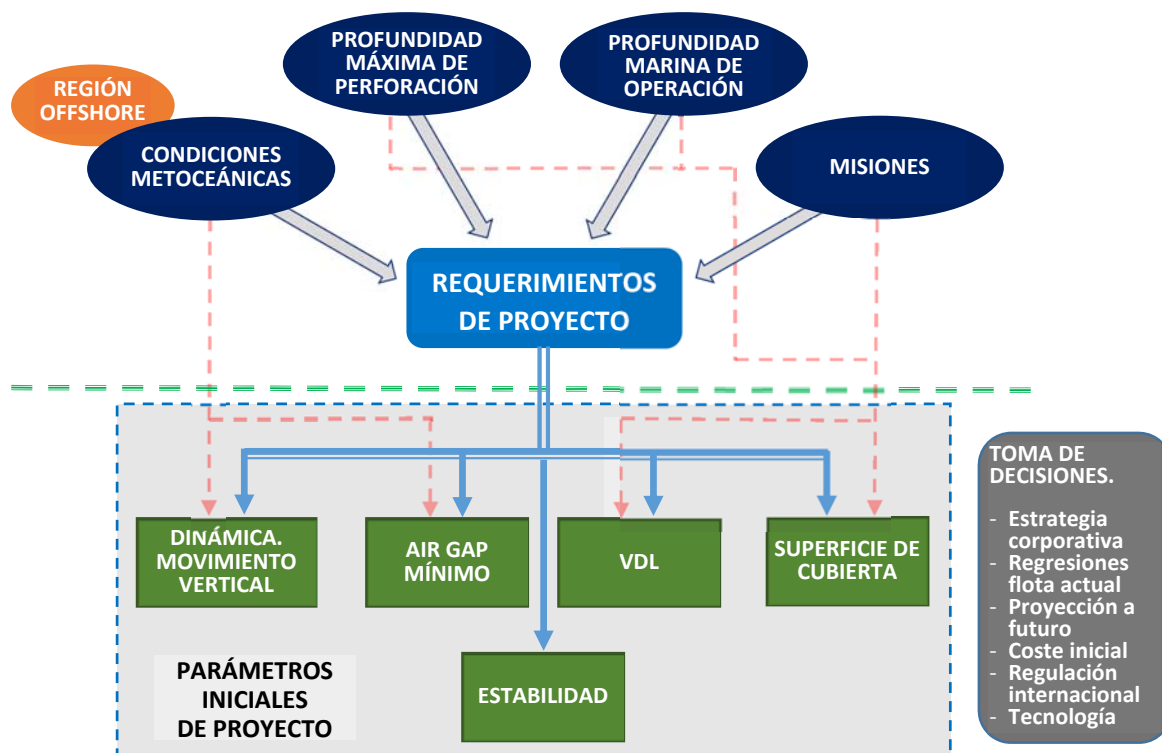
1.5. REQUERIMIENTOS DE PROYECTO.

En las fases anteriores se han concluido los requerimientos de proyecto que vamos a aplicar al diseño de una nueva SSDR, que resumimos a continuación.

PROFUNDIDAD MARINA DE OPERACIÓN	10000 ft	
PROFUNDIDAD MÁXIMA DE PERFORACIÓN	40000 ft	
MISIÓN	MULTIMISIÓN	DRILLING WORKOVER INTERVENTION
METEOCEAN Región de operaciones: GoM	Operación	$H_{so} = 6,4 \text{ m}$ $T_{po} = 11,1 \text{ s}$
	Supervivencia	$H_{ss} = 10 \text{ m}$ $T_{ps} = 13 \text{ s}$

2. PARÁMETROS DE PROYECTO.

El siguiente nivel de decisión es la definición de los principales parámetros de diseño que gobiernan las subsecuentes decisiones. Los principales parámetros de diseño para toda SSDR se representan en el siguiente gráfico.



2.1. DINÁMICA. MOVIMIENTO VERTICAL.

La característica dinámica relevante de las semi-sumergibles para perforación offshore es el movimiento de arfada que se genera en respuesta a las acciones meteoceánicas. Al estar conectado el flotador con el fondo marino, primeramente por la tubería de perforación y posteriormente por el riser marino, se requiere minimizar al máximo los movimientos relativos entre el fondo marino y el flotador. Durante las maniobras de aproximación al cabezal del pozo, las oscilaciones verticales pueden producir averías

graves de los equipos submarinos, colapso y ruina. Por último, en todo momento durante las operaciones que se realizan en cubierta de la unidad se requiere de unas condiciones cuasi-estáticas mínimas que mantengan en todo momento la seguridad de la tripulación que están en intemperie.

La solución tiene dos vías. La primera es proveer un casco lo más estable posible a las acciones dinámicas, con superficies de flotación mínimas, una gran masa sumergida y unas alturas metacéntricas bajas que minimicen las amplitudes de arfada y alarguen los periodos. Especial cuidado se ha de tener en conseguir periodos de arfada que sobrepasen los periodos máximos de los espectros representativos del estado de mar en la región de operación. La segunda solución es la instalación de sistemas de compensación de arfada en las líneas de perforación e izado. Estos sistemas están en pleno desarrollo en el mercado actual y se instalan sistemas que tienen capacidad de absorber grandes desplazamiento con carreras de hasta 15 m.

La decisión a adoptar en este estadio es definir los periodos mínimos admisibles y los recorridos máximos admisibles en arfada.

Está aceptado con norma, fijar el **periodo mínimo de arfada en 20 s** al estar por encima del valor máximo del espectro de mar medio de las regiones offshore. En el gráfico a continuación se ha representado el espectro de característico para un fetch de 700 Mn con velocidades de viento en condiciones incluidas en Fig. 12 y coeficientes γ entre 1.5 y 2.6.

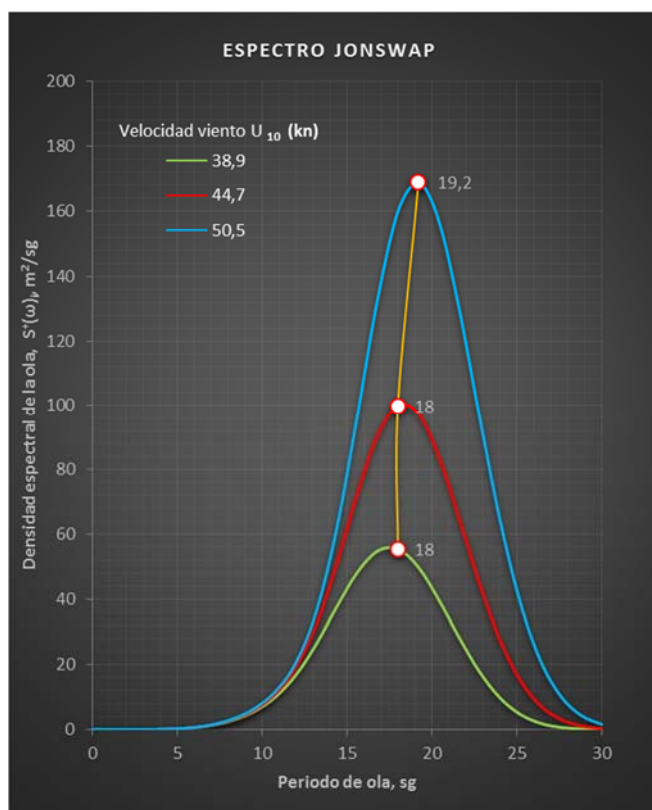


Fig. 13. Espectro JONSWAP para distintas condiciones del GoM.

Los recorridos de arfada máxima admisible están en el entorno de 6 ml. En el siguiente extracto de las condiciones operativas para la SSDR "ALPHA STAR", se ha fijado este valor en 6.2 m.

MAXIMUM OPERATING / ENVIRONMENTAL CONDITIONS

Normal drilling

Draft / Displacement: 20.5 m / 39,327 ton

Variable Deck Load: 9,622 ton (drilling), 4,896 ton (transit)

Wave height (maximum): 10.7 m, peak period: 13.70 s

Wind Speed (maximum): 19.63 m/sec

Current Speed (maximum): 1.61 m/sec

Heave (maximum): 6.2 m

Pitch (maximum): 2.6 degrees

Roll (maximum): 2.85 degrees

En otras especificaciones de operación se pueden encontrar referencias a los valores límites admisibles para arfada, como en el campo “Juana de Arco” de la costa atlántica canadiense.

OPERATION	Total Heave m	Pitch & Roll Single Amplitude deg.	Offset Ball Joint Angle deg.
Drilling/Tripping	5.0	5.0	4.0
Casing/Cementing	3.0	4.0	3.0
Running BOP	1.5	2.0	N/A
Hang-Off	5.0	5.0	4.0
Disconnect Riser	6.0	N/A	8.0
Logging	4.0	N/A	4.0
Well Testing	3.0	4.0	3.0
Survival Condition including 1/3 anchor chain tension	De-ballast to survival draft of 17m to increase air gap		
Evacuation when	90% of vessels design criteria is expected to be reached		

Los valores de arfada se han limitado a 6 m para desconexión de risers con el fondo. Otros valores límite para operaciones más comprometidas como la instalación de BOP, se fijan en 1.5 m.

El recorrido de arfada en operación se fijará en 6 m.

Arfada en operación	6 m
----------------------------	------------

Otros parámetros de interés a fijar desde el inicio son los valores de aceleración límites a considerar aceptables en el desarrollo de las actividades sobre cubierta. En el sector se aceptan los criterios NORDFORSK incluidos en la tabla siguiente para las aceleraciones verticales, laterales y balance/cabeceo.

Table 1.3. *Criteria with regard to accelerations and roll*
(NORDFORSK, 1987)

Root mean square criterion			
Vertical acceleration	Lateral acceleration	Roll	Description
0.20g	0.10g	6.0°	Light manual work
0.15g	0.07g	4.0°	Heavy manual work
0.10g	0.05g	3.0°	Intellectual work
0.05g	0.04g	2.5°	Transit passengers
0.02g	0.03g	2.0°	Cruise liner

2.2. AIR GAP MÍNIMO.

El air gap se fija por condiciones de seguridad, en previsión de slamming sobre el fondo de la cubierta de SSDR. Este valor está fijado por las SSCC en base a un estándar previo en API-RP-2A para estructuras fijas. Este valor no debe de ser inferior a los 5 pies, 1,5 m en condiciones de operación con mar desarrollada.

En las fases iniciales de proyecto debemos de estimar el valor del Air Gap en aguas tranquilas de tal forma que permita extrapolarse a las condiciones de mar desarrollada y permita fijar en primera aproximación el puntal de cubierta.

Para estimar el valor en aguas tranquilas del Air-Gap en calado de operación, A_T , recurriremos a la regresión de los datos disponibles en la base de proyecto. [Fig. 14](#)

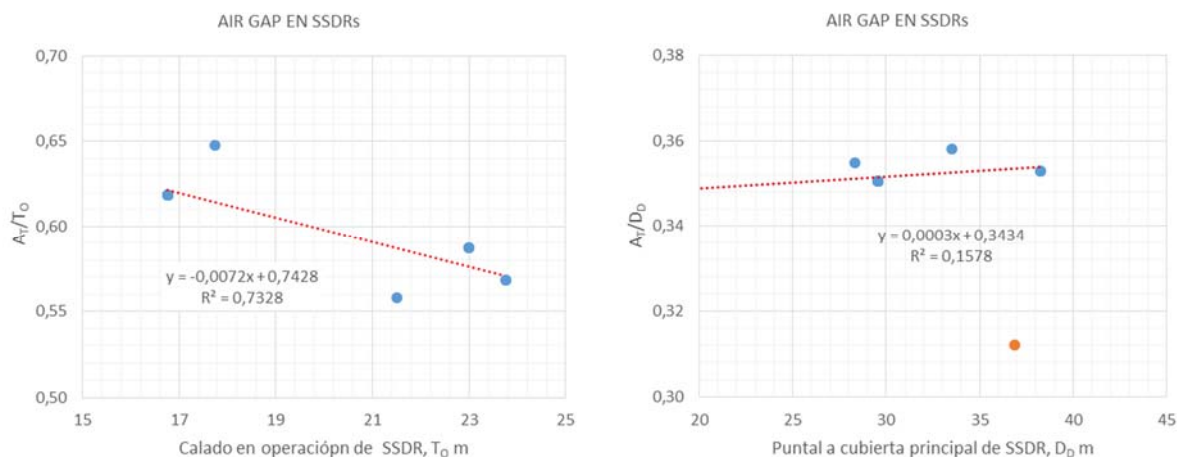


Fig. 14. Curvas Air Gap en SSDRs

En las curvas de la Fig. 14 se han representado las relaciones entre air gap y calado en operación, A_T/T_O , y la relación entre air gap y puntal a cubierta, A_T/D_D . Estas relaciones oscilan desde 0.55 a 0.65 para el calado, y desde 0.31 a 0.36 para el puntal.

Los valores de A_T analizados oscilan entre 10 m y 13.5 m en calados de operación. Las relaciones con Adoptaremos estas relaciones como definitorias para el Air Gap.

	mínimo	máximo	regresión
A_T/D_D	0.55	0.65	
A_T/T_O	0.31	0.36	$A_T = 0.0072 \cdot T_O + 0,7428$
A_T	10.0	13.5	

2.3. ESTABILIDAD.

Las unidades tendrán que cumplir condiciones de estabilidad seguras en todo su margen de operación. Especial interés tiene la operación en inmersión y el paso desde la flotación de tránsito, todas las columnas en emersión, a la flotación de operación/supervivencia.

La estabilidad se evaluará por el valor de las alturas metacéntricas iniciales transversal y longitudinal, para a continuación verificar la estabilidad a grandes ángulos.

Los valores a considerar para las alturas metacéntricas iniciales en estas unidades se hace conservador, estimándose valores iguales o mayores a 2 m en ambas direcciones. Algunos autores aceptan valores de alturas metacéntricas iniciales límites de hasta 1 m. En los valores anteriores se considera incluida la corrección por S. L.

La criterios de estabilidad a grandes ángulos se fijarán en acuerdo con las prescripciones de las SSCC. Los criterios de estabilidad para semi-sumergibles con columnas estabilizadoras están regulados igualmente en las dos principales SSCC que copan el mercado de SSDRs. Por proximidad y al haber elegido el GoM como región de opeación, se requerirá el cumplimiento de los criterios de ABS. Con esto queda fijada la Sociedad de Clasificación para el proyecto.

mínimo	
GM _T	0.20
GM _L	0.20
CRITERIOS	ABS. AMERICAN BUREAU SHIPPING

2.4. VDL.

La carga variable sobre cubierta, VDL (“Variable Deck Load”) cuantifica el peso que se puede disponer sobre la cubierta de la SSDR. Se pueden considerar tres valores para VDL, coincidentes con los tres diferentes condiciones de calado típicas, a saber, Tránsito, Supervivencia y Perforación (Operación). La condición más crítica es la de tránsito por la elevada posición del cdg de la VDL respecto a la línea de base.

VDL es el parámetro que define la capacidad de operación de la unidad, en cuanto a la independencia de buques auxiliares para su aprovisionamiento. El valor de VDL depende en gran medida del equipo de perforación que se instale, la profundidad de perforación (cantidad de tubería a acopiar), etc.

Clasificando las unidades construidas en el s. XXI por regiones offshore, se puede aproximar el valor de este parámetro.

En el gráfico de la Fig. 16, se ha representado la distribución de todas las SSDRs de la base de datos de proyecto, en relación con las profundidades de operación y las profundidades máximas de perforación. se observa una dispersión elevada en profundidad de perforación por debajo de los 30.000 ft, que se va definiendo cuando aumenta hasta los 40.000 ft. La tendencia indica igualmente que a mayor profundidad de perforación mayor VDL. La misma tendencia se presenta en los datos referidos con la profundidad de operación, aunque para la cota de proyecto, 10.000 ft, no hay definición.

En el gráfico de la Fig. 15, se ha representado la distribución regional de SSDRs con referencias a sus capacidades de carga sobre cubierta.

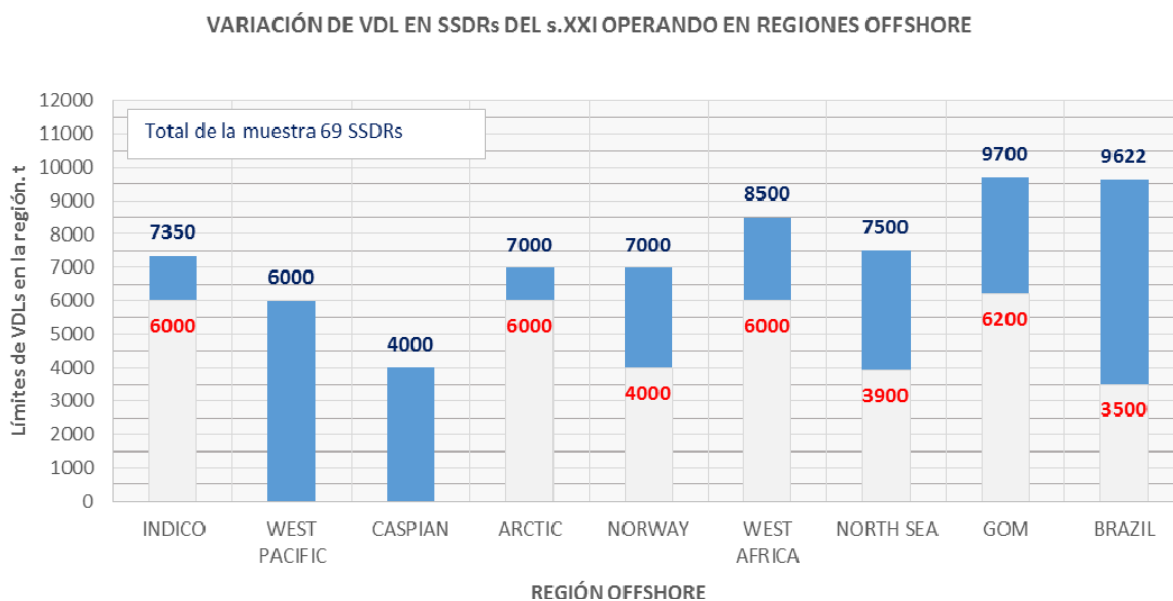


Fig. 15. Distribución de VDLs en regiones offshore.

Los valores de VDL alcanzan las 7000 t en las principales regiones offshore. Este valor se ve superado en aquellas regiones que están desarrollando exploración o explotación en aguas ultra-profundas como Brasil, GoM y África Occidental. En el GoM operan unidades con más de 6200 t, la mínima más alta de entre todas las regiones. Junto con el occidente africano presenta la mayor concentración de unidades

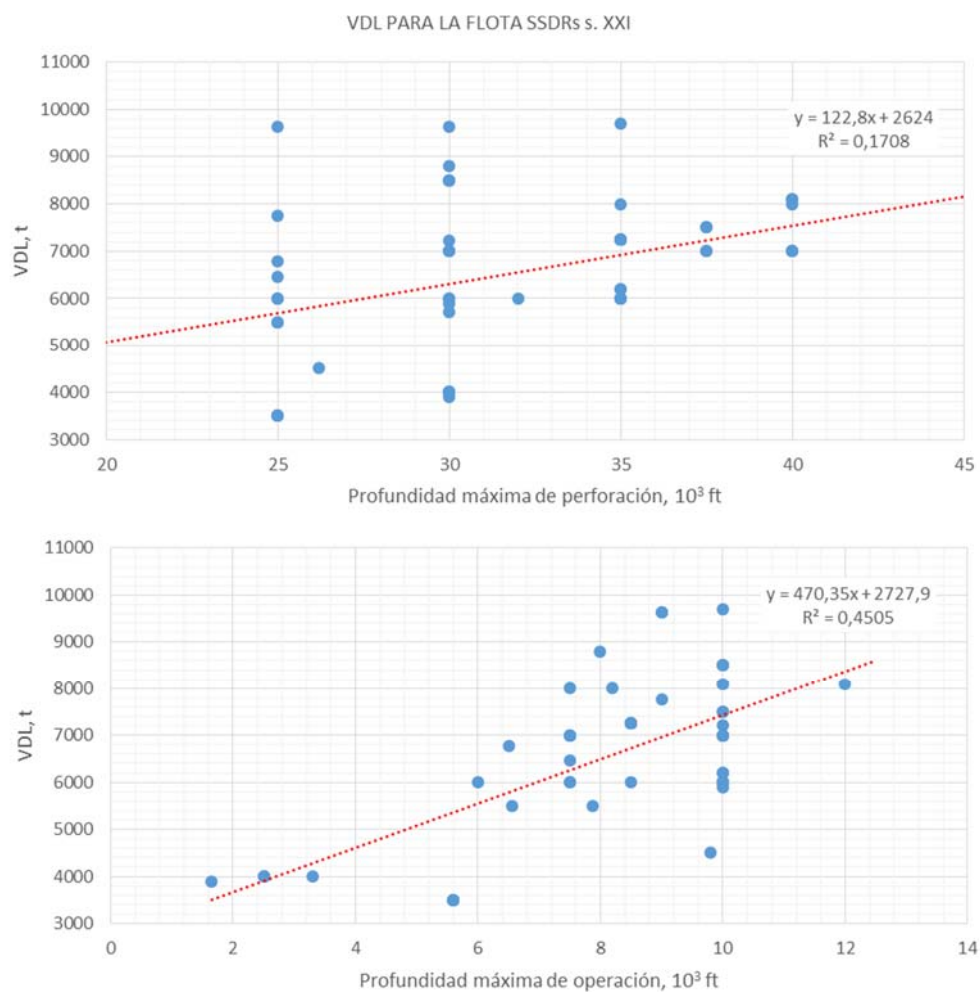


Fig. 16. Relaciones de VDL con la profundidad de operación y profundidad máxima de perforación

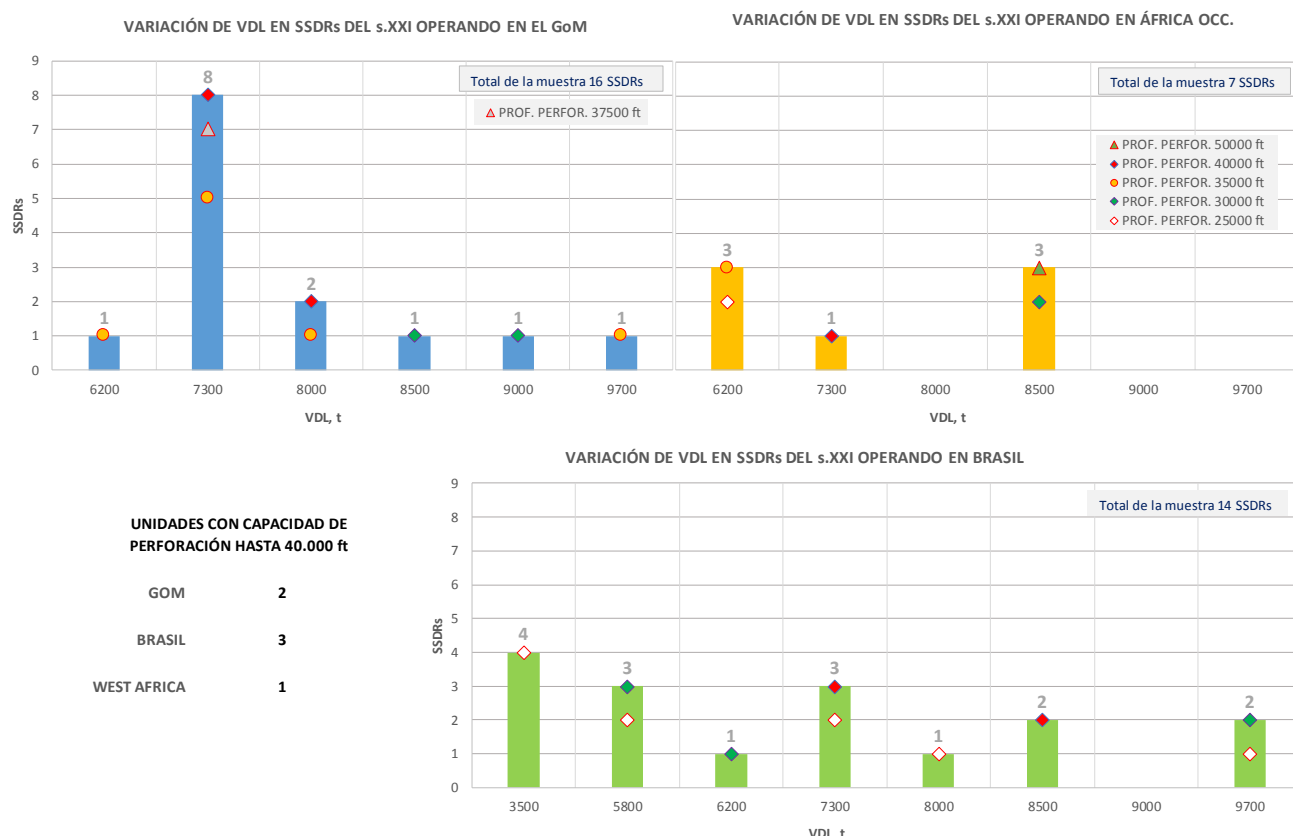


Fig. 17. Distribución de SSDRs en relación con su VDL y las profundidades de operación en las principales regiones Offshore

con elevada VDL.

En los gráficos de la [Fig. 17](#) se han clasificado para las tres regiones referidas, el total de semi-sumergibles por cada intervalo de VDL. En cada intervalo se han incluido las SSDRs clasificadas por la profundidad máxima de perforación. A la vista se aprecia que las unidades con mayor VDL no corresponden con aquellas que disponen de mayor profundidad de perforación. Las unidades que tienen definidas profundidades máximas de perforación en el entorno de 40.000 ft (índice rojo), tienen VDLs en el intervalo 7300 t a 8500 t. en el GoM este se reduce a 7300 t a 8000 t.

Fijaremos este parámetro en 8000 t. Este valor se ha de verificar en estadios más avanzados de proyecto para ajustarlo al equipo de perforación seleccionado. Optando por una cota elevada asegura, a falta de más datos, un margen de decisión, estar en la cota máxima de los estándares del mercado y disponer de un margen para optimización.

VDL	8000 t
------------	---------------

2.5. SUPERFICIE DE CUBIERTA.

La superficie de cubierta dependerá de la profundidad máxima de perforación, profundidad máxima de operación y de las misiones que sea capaz de desarrollar la unidad. La dimensión y peso de los equipos sobre cubierta para perforación están en consonancia con la profundidad de operación. En aguas profundas se utilizan BOPs y sistemas subsea con rating 15.000 psi. En aguas ultra-profundas se está imponiendo el uso de equipos submarinos con rating 20.000 psi. El peso y dimensiones de un BOP pueden incrementarse más del 40%. La aplicación de sistemas de derrick dual requiere de moonpools de mayores dimensiones, con lo que se reducirá la superficie disponible. La planificación de las rutas y el desarrollo de equipos para manipulación sobre cubierta, contribuye a la reducción de superficies de cubierta.

La superficie de cubierta tiene relación directa con las dimensiones máximas de la SSDR. El diseño habitual es el de hacer coincidir los mamparos extremos de cubierta con los de las columnas estabilizadoras. Hay diseños que aportan superficie con la incorporación de cantilevers en el perímetro de cubierta, a popa generalmente.

En la [Fig. 20](#) se ha representado la dispersión de superficies de cubierta en relación con la profundidad máxima de operación y la profundidad máxima de perforación para las SSDR botadas durante el s. XXI.

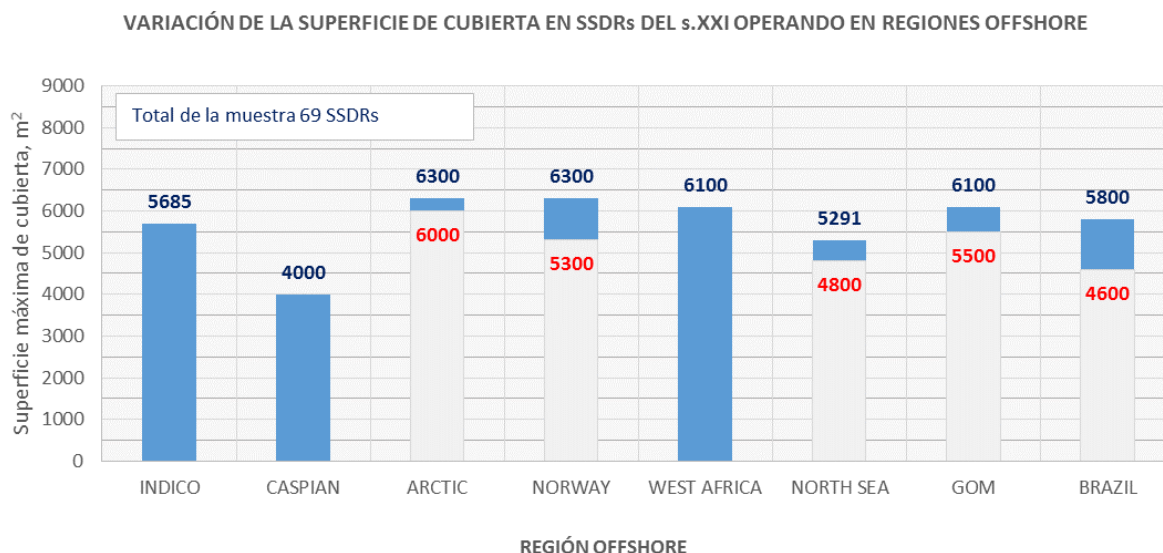


Fig. 19. Distribución regional de SSDRs con límites de superficie de cubierta

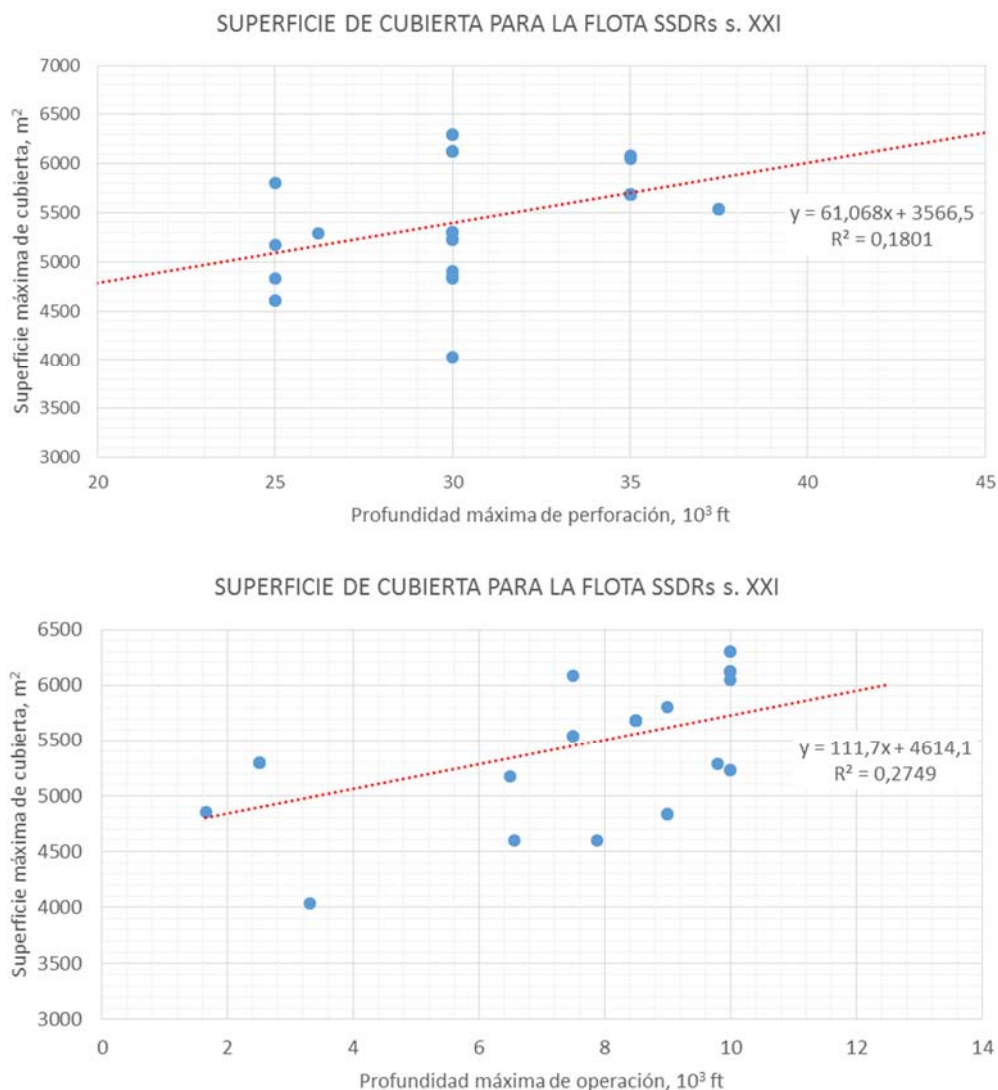


Fig. 20. Relaciones de superficie de cubierta con la profundidad de operación y profundidad máxima de perforación

La dispersión es grande en la representación de la superficie de cubierta frente a profundidades de perforación y de operación, aunque se observa la misma tendencia alcista con la profundidad.

En la Fig. 19 se ha representado la distribución regional ordenada por superficies de cubierta. Las unidades que operan en el Ártico y en Noruega presentan la mayor superficie. Esto tiene explicación en el uso de la winterización en cubierta para protección del personal y el incremento de áreas de acopio para reducir la dependencia de los suministros via OSVs. El límite en el resto de regiones está en los 6100 m². Para el GoM, la media está en el entorno de los 5700 m².

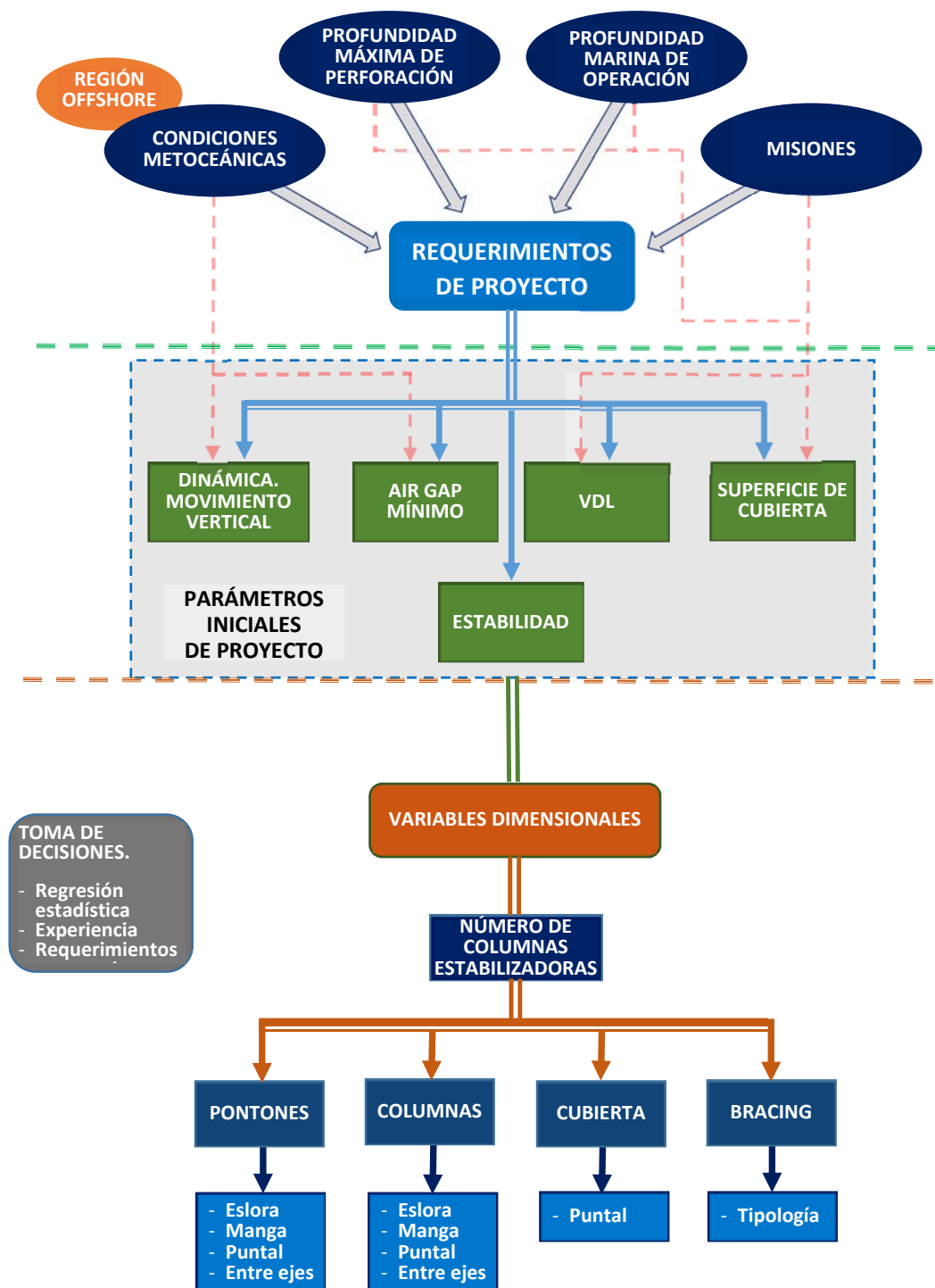
Elegir en este estadio superficies excesivas de superficies de cubierta penalizará en exceso el diseño global. En este caso seleccionaremos una superficie centrada en el intervalo, 5700 m². Como los anteriores parámetros, en estadios más avanzados de proyecto este valor se ha de revisar y ajustar.

SUPERFICIE DE CUBIERTA	5700 m²
-------------------------------	----------------

3. VARIABLES DIMENSIONALES.

Fijados los parámetros iniciales de proyecto, se pasa a definir las variables dimensionales que se requieren para la ejecución de los modelos matemáticos de optimización y dimensionamiento. Se estudia en este apartado la tendencia y valores límites de variables en función de los parámetros de proyecto de la flota actual construida y botada desde principios del presente s. XXI.

El diagrama para el proyecto de dimensionamiento se podrá completar en esta etapa como se muestra a continuación.



En lo que sigue se definirán valores límites a las variables dimensionales donde se mostrarán tendencias globales y las ajustadas a los parámetros de proyecto.

3.1. DISPOSICIÓN DE COLUMNAS ESTABILIZADORAS.

El número de columnas estabilizadoras es la primera decisión a tomar. El número de columnas tiene una gran influencia en el comportamiento dinámico y la estabilidad de la unidad. El coste de construcción es sensiblemente mayor. En la siguiente tabla se muestra la distribución de SSDRs de nueva construcción en las diferentes regiones por número de columnas.

REGION	Total	COLUMNAS ESTABILIZADORAS		
		4	6	8
WEST PACIFIC	2			
ARCTIC	3			
WEST AFRICA	7			
NORWAY	4			
NORTH SEA	10			
GOM	16			
BRAZIL	18			
		48	10	2

La tipología más común es la de 4 columnas. Las unidades con más de 4 columnas están prestando servicio en áreas de climas más extremos, con excepción de dos unidades.

En la Fig. 21 se ha representado la distribución de SSDRs ordenadas por columnas y segmento de SSDRs. Las unidades disponibles de 8 columnas están limitadas a 7000 t de VDL. Las de 6 columnas cubren, junto con las de 4 columnas todo el espectro de VDL.

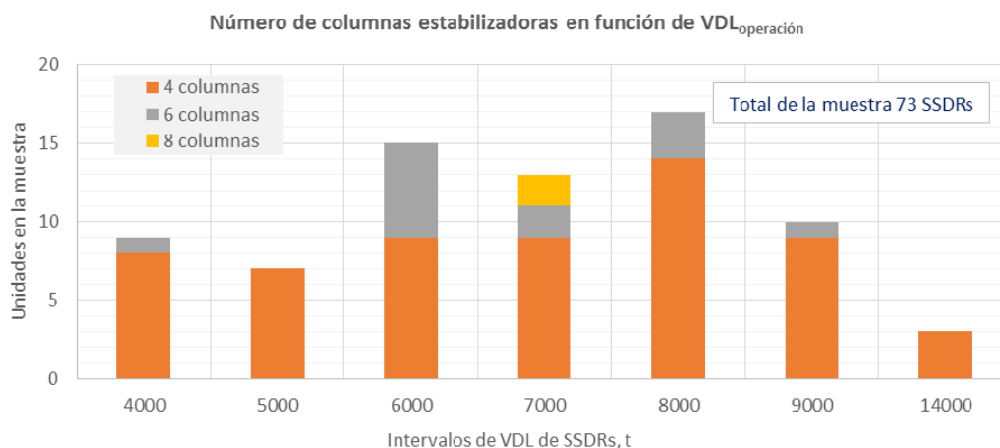


Fig. 21. Distribución de SSDRs agrupadas por columnas y VDL

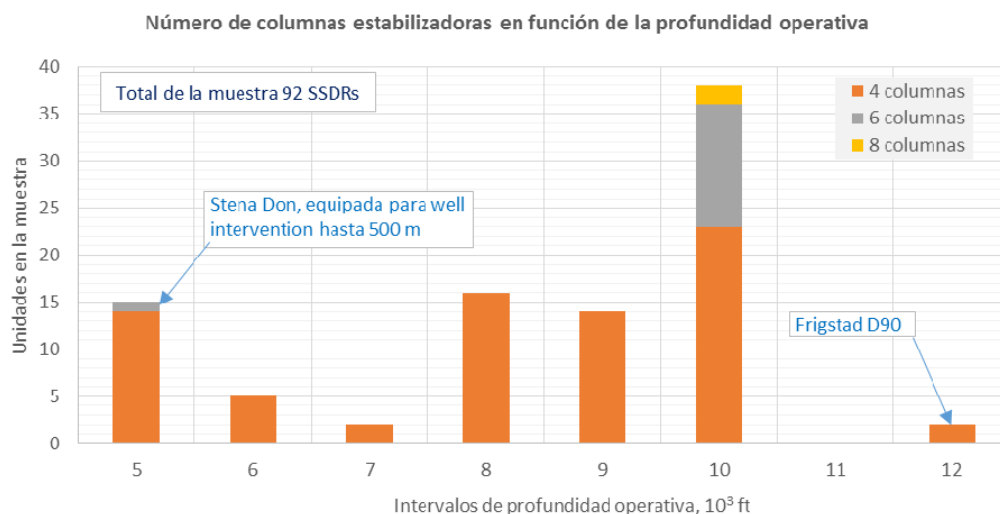


Fig. 22. Distribución de SSDRs agrupadas por columnas y profundidad operativa

En la Fig. 22 se ha representado la distribución por profundidad máxima operativa. La cota 10.000 ft es alcanzada por todas las SSDRs en discusión, excepto una excepción.

La decisión en cuanto a la elección del número de columnas requiere la valoración de varios modelos que permitan juzgar el impacto del coste de construcción con las capacidades operativas de la unidad. A la vista de la información anterior, las unidades con 4 columnas están distribuidas en todos los ámbitos regionales con lo que, unido al menor coste inicial y mantenimiento, parece acertado optar por unidades de 4 columnas.

COLUMNAS ESTABILIZADORAS	4
-------------------------------------	----------

3.2. PONTONES.

Las curvas a continuación muestra la dispersión de esloras para valores de VDL y profundidades de operación. Se han representado valores de unidades que operan en el entorno de los parámetros seleccionados para la unidad en proyecto. Se escogerán los valores máximos correspondientes al punto parámetro de proyecto y el valor mínimo circundante. Los valores mínimos de los valores dimensionales optimizarán el peso estructural y el coste inicial de inversión.

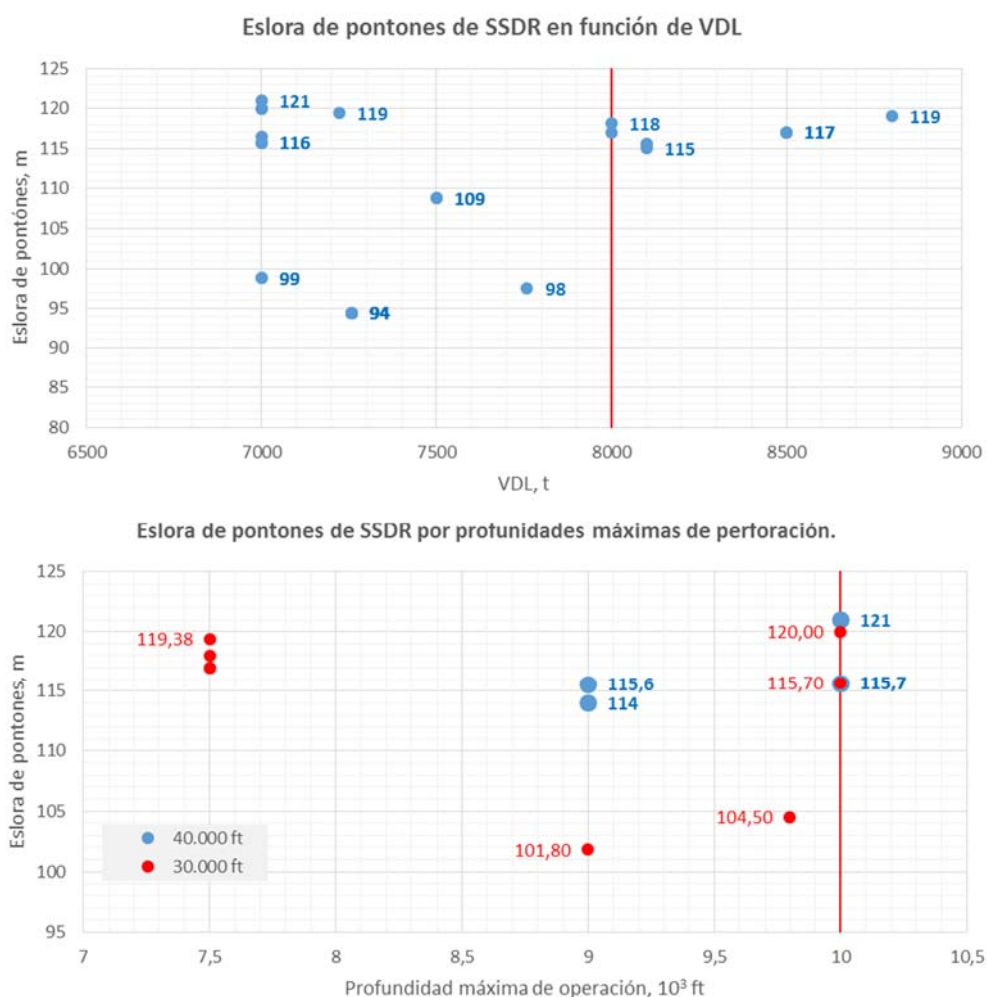


Fig. 23. Gráficos limitación de esloras de pontones

Entre los datos comparados con la profundidad operativa se han incluido valores para unidades limitadas a 30.000 ft.

Los valores a adoptar en función de los gráficos anteriores serán los mínimos y máximos que reflejen ambos gráficos.

	mínimo	máximo
ESLORA DE PONTONES	94 m	118 m

Calculamos los límites para la manga de pontones con ayuda de los gráficos de la [Fig. 24](#).

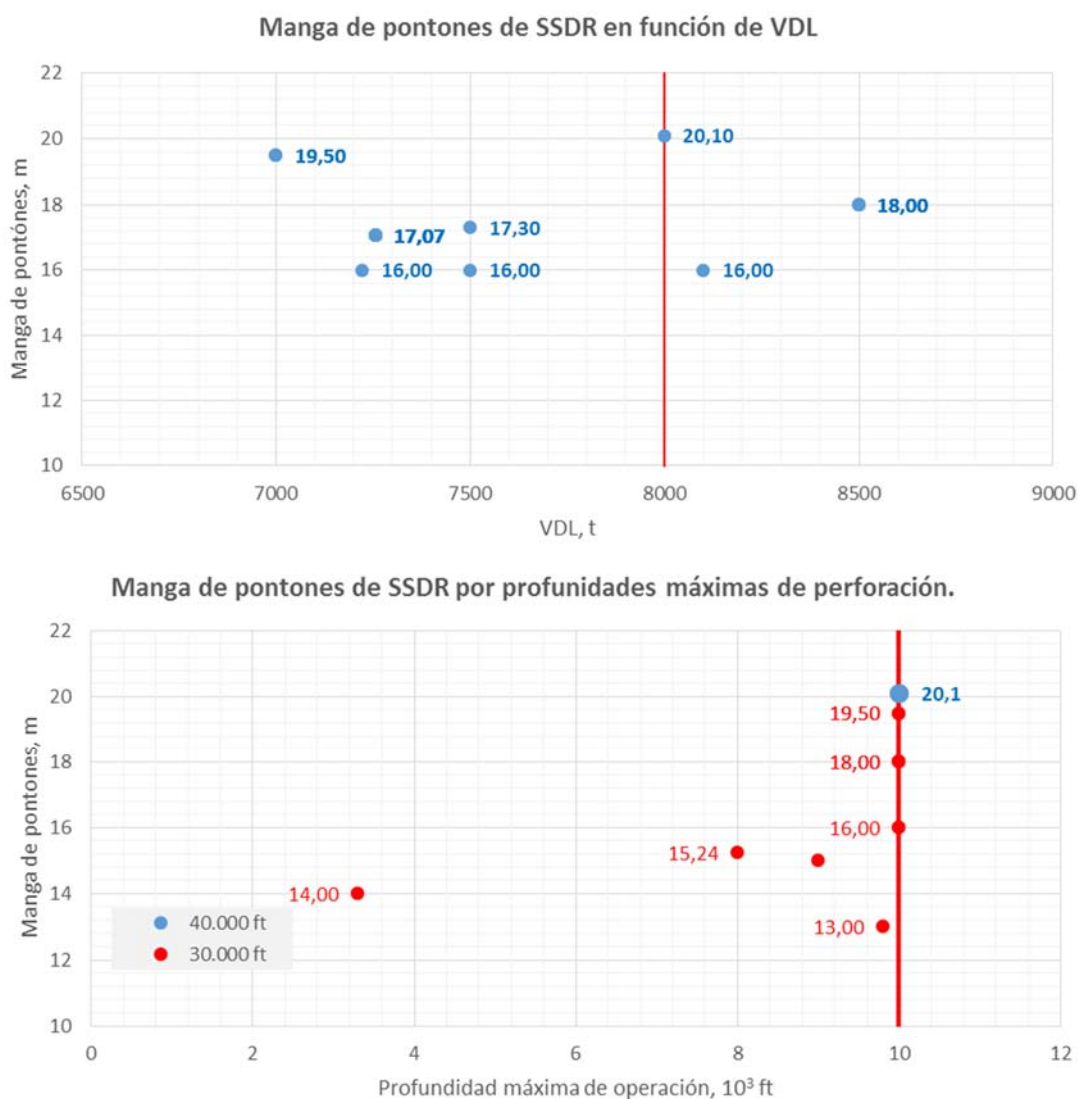


Fig. 24. Gráficos limitación de manga de pontones

	mínimo	máximo
MANGA DE PONTONES	13.00 m	20.10 m

En la siguiente [Fig. 25](#) se han representado los gráficos para decisión de los valores de puntal de pontones.

En la elección del puntal se han de tener en cuenta consideraciones estructurales. Relaciones manga/puntal entre 1.4 a 2.0 son los mas habituales para SSDRs con 4 columnas. Relaciones

por encima de 2.0 son mas frecuentes en unidades con mas de 4 columnas donde la viga cajón que supone el casco, presenta mas apoyos que la rigidizan junto con la cubierta.

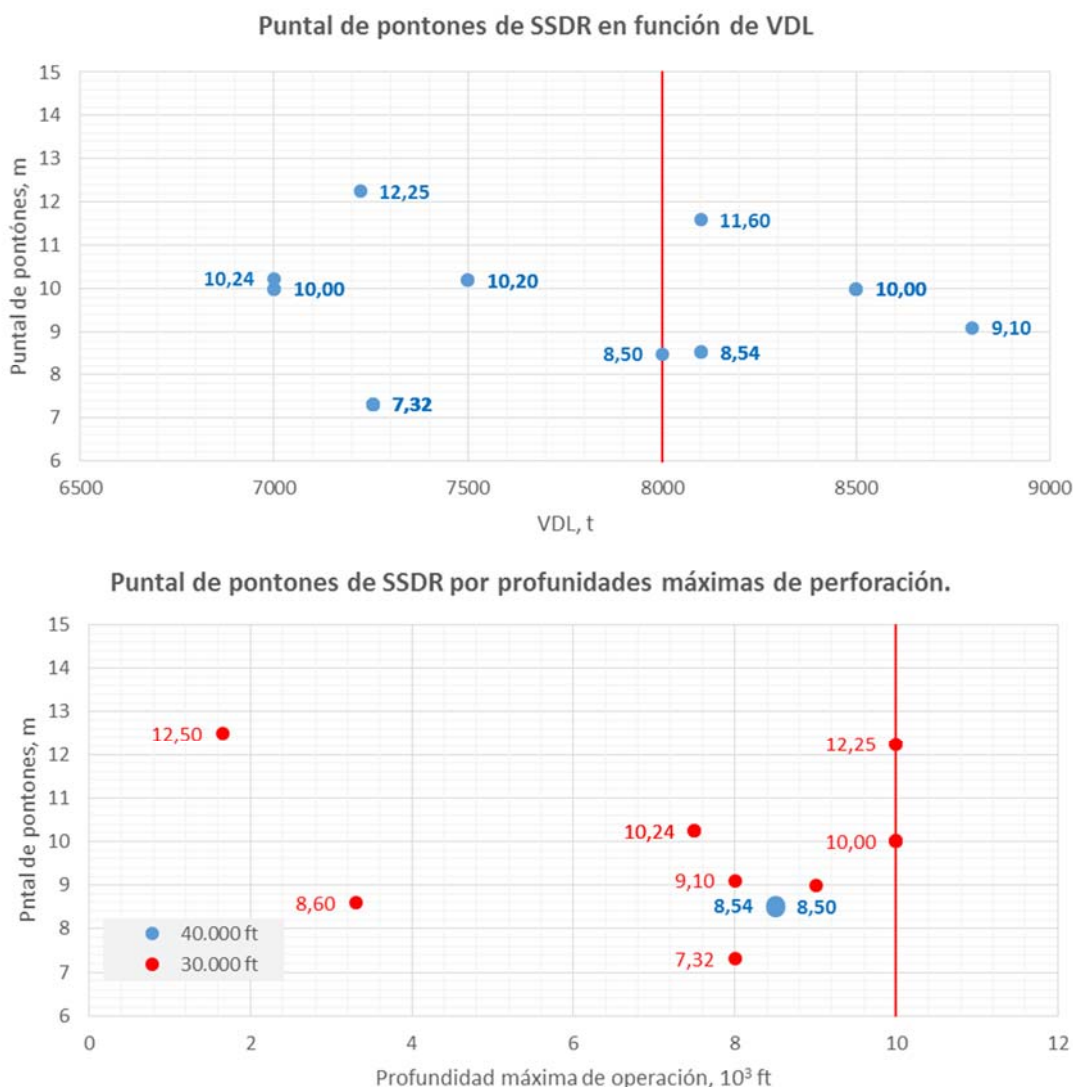


Fig. 25. Gráficos limitación de puntales de pontones

	mínimo	máximo
PUNTAL DE PONTONES	7.32 m	12.25 m

La siguiente Fig. 26 muestra los gráficos de decisión para las distancias transversales entre los ejes de crujía de los pontones.

La distancia entre-ejes de pontones determinará la superficie de cubierta y tiene gran influencia en la estabilidad transversal de la unidad, así como la resistencia al avance en condiciones de tránsito. Una distancia excesiva penalizará fuertemente el peso de la estructura de cubierta al necesitar mayor sección vertical para proveer un suficiente módulo transversal a flexión. El uso de materiales de alto límite elástico es de uso común en este tipo de unidades en las conexiones de cubierta y columnas. Extender

esto al resto de estructura, aunque reduce el peso, incrementa el coste por suministro de materiales. En etapas más avanzadas de proyecto se requerirá un estudio detallado de optimización estructural en cualquier caso.

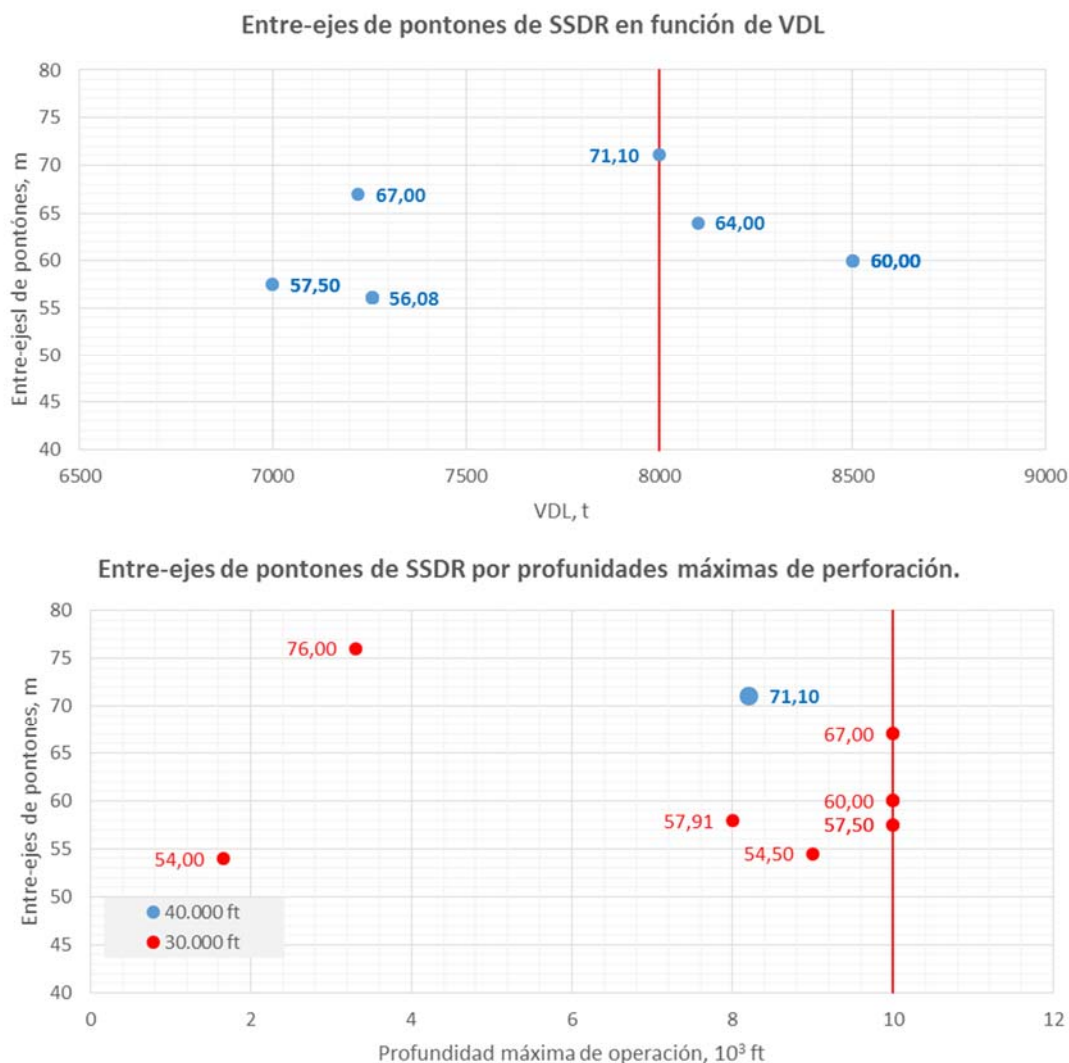


Fig. 26. Gráficos limitación de entre-ejes de pontones

	mínimo	máximo
ENTRE-EJES DE PONTONES	54.00 m	71.10 m

3.3. COLUMNAS.

Procederemos de la misma forma y manera a representar las variables dimensionales de las columnas utilizando dispersiones de datos de la base de proyecto.

Las dimensiones de las columnas tienen un efecto importante en la estabilidad en operación y las características dinámicas de la SSDR. Desde el punto de vista de estabilidad, mayores secciones transversales mejoran la altura metacéntrica. Desde el punto de vista dinámico, mayores secciones transversales suponen mayor sensibilidad a las fuerzas inducidas por las olas, y por tanto mayores movimientos. En estudios posteriores, la optimización de la unidad desde el punto de vista dinámico deberá proveer correcciones a estas dimensiones.

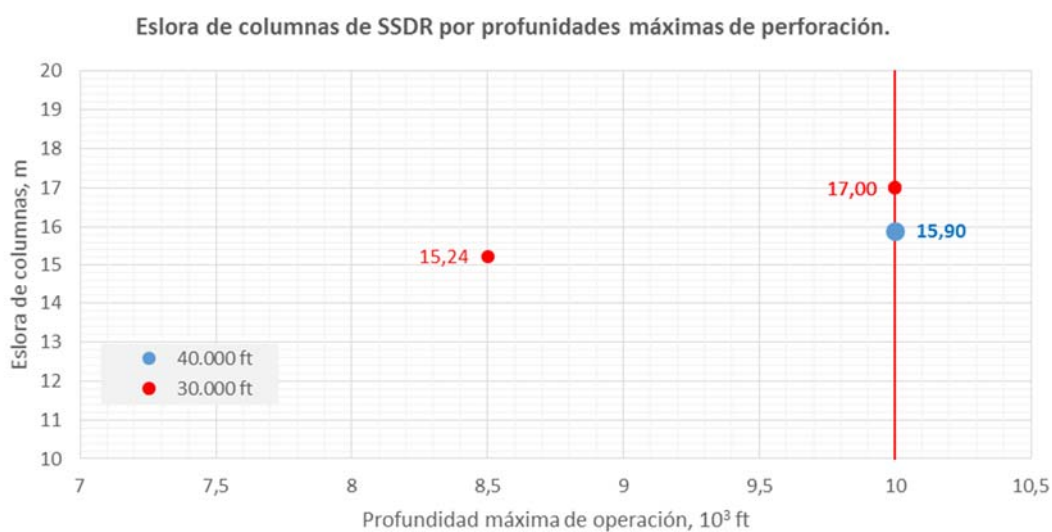
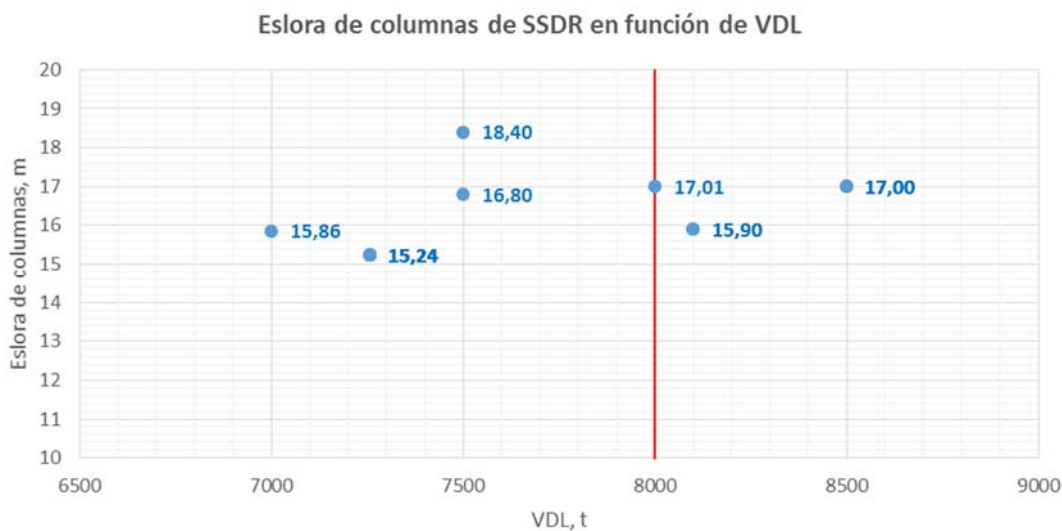
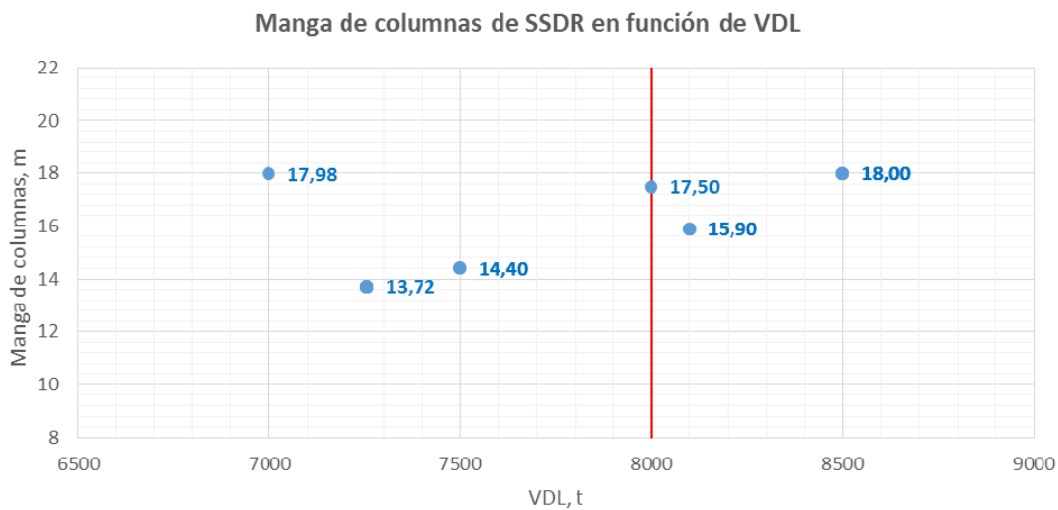


Fig. 27. Gráficos de limitación de eslora de columnas

	mínimo	máximo
ESLORA DE COLUMNAS	15.24 m	17.00 m

Los límites a la manga de columnas se estimarán con los gráficos en la Fig. 28.



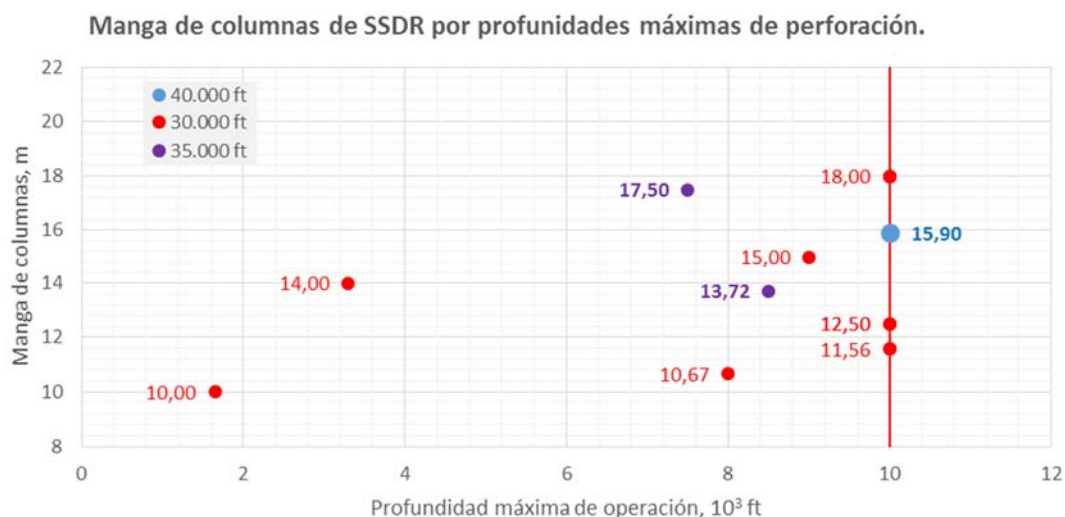


Fig. 28. Gráficos de limitación de manga de columnas

	mínimo	máximo
MANGA DE COLUMNAS	10.67 m	17.50 m

Los límites del puntal de columnas se estimarán con los gráficos en la Fig. 28.

La manga de las columnas ha de guardar una relación de aspecto con la manga de los pontones de tal forma que la sección de estas esté incluida en la sección en planta de los pontones. Esta relación se podrá elegir en función de los datos del diagrama de dispersión de la Fig. 29.

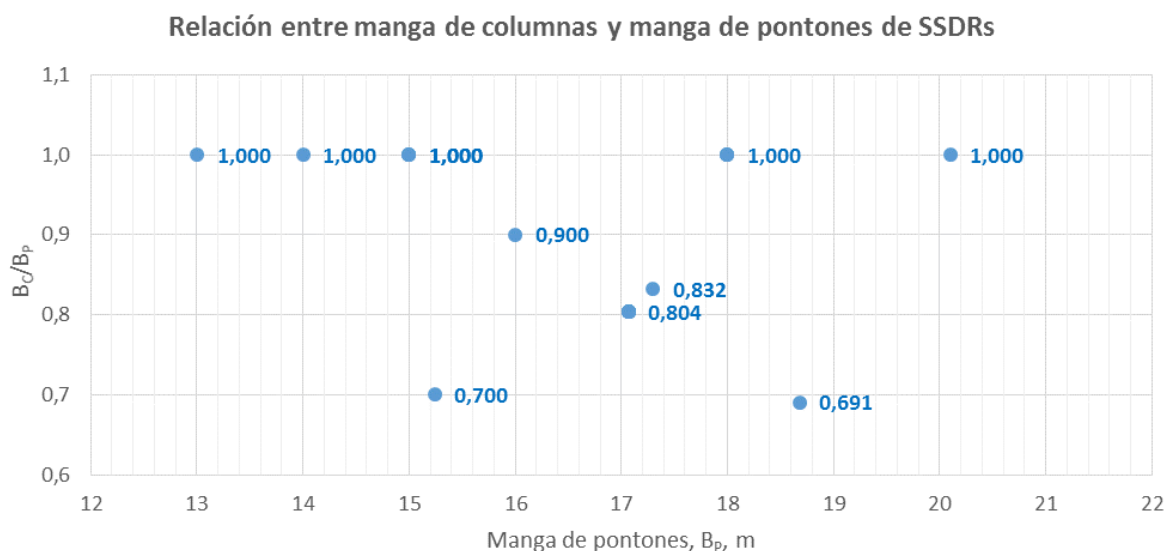


Fig. 29. Gráficos de limitación de manga de columnas en relación con la manga de pontones

	mínimo	máximo
MANGA DE COLUMNAS/ MANGA PONTONES; B_c/B_p	0.691	1.000

El puntal de las columnas se limita con los gráficos de la [Fig. 30](#).

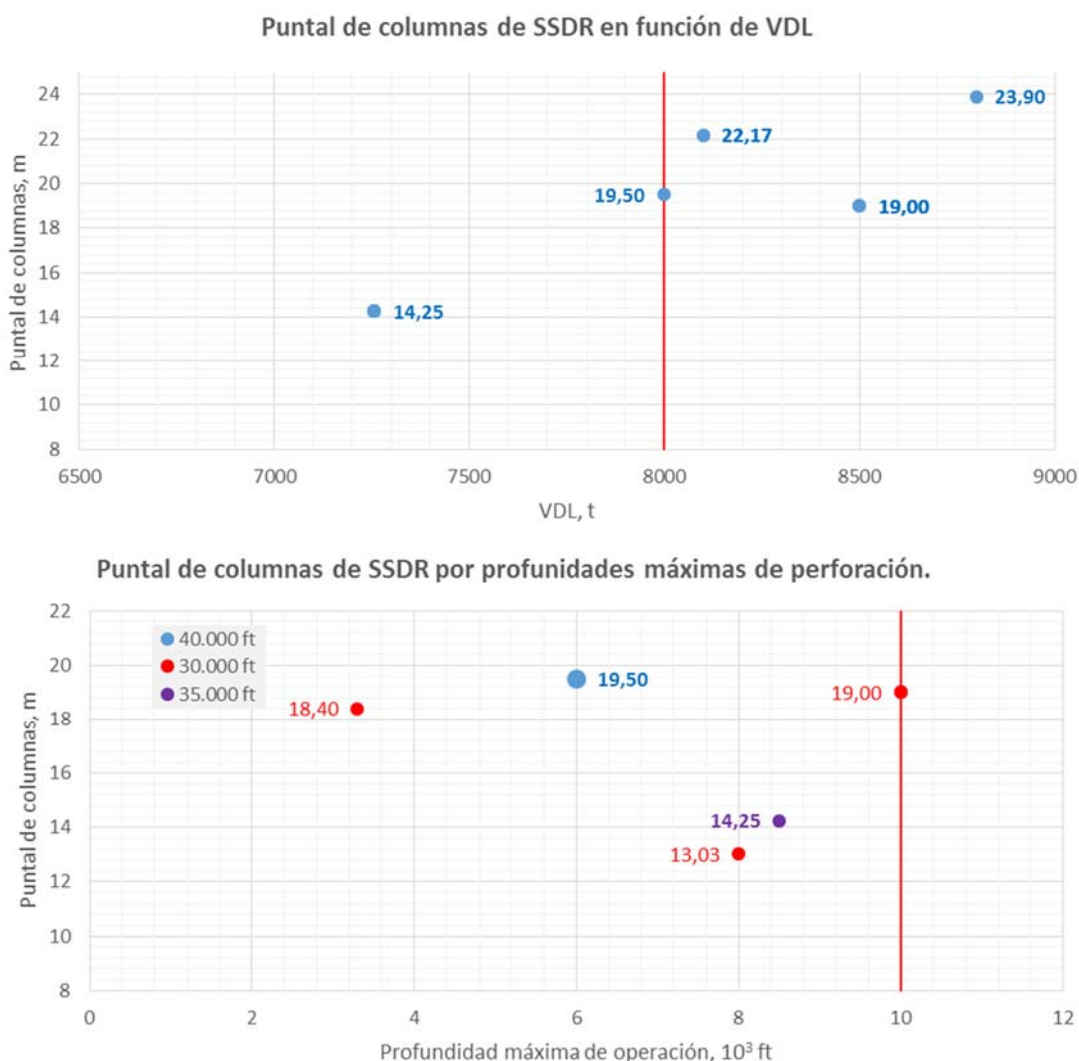


Fig. 30. Gráficos de limitación de puntal de columnas

	mínimo	máximo
PUNTAL DE COLUMNAS	13.03 m	19.5 m

El puntal de columnas se ajustará posteriormente a los requerimientos de Air Gap mínimo en operación. Interesa reducir al máximo esta dimensión para no pasar limitado de estabilidad en el cambio de calados de tránsito a operación.

3.4. CUBIERTA.

El puntal de cubierta se requiere para poder dimensionar el volumen con el que calcular el peso de estructura en los modelos matemáticos y para posicionar respecto a la L.B. todos los pesos que se instalan sobre ella.

El puntal de cubierta está principalmente determinado por el empacho de los equipos que se instalan en su interior, equipos de generación eléctrica, y equipos de tratamiento de lodos principalmente. Estos últimos requieren de ser instalados sobre tanques de decantación y preparación. El objeto de hacer la cubierta con una estructura prismática, además de proveer rigidez estructural es la de dar protección a la intemperie a la mayor parte de los equipos y acopios.

No se puede fijar esta dimensión por comparación con los parámetros de proyecto, no se relaciona directamente. El margen de variación del puntal de cubierta varía en un margen muy estrecho, desde 8 m a 9 m.

Esta dimensión afecta considerablemente la estabilidad de la SSDR. Tomaremos inicialmente una dimensión fija para esta variable, promedio de las anteriores.

PUNTEL DE CUBIERTA **8.50 m**

Un factor a considerar en el dimensionamiento inicial es la presencia de moonpool en cubierta. Este hueco en cubierta aligera considerablemente el peso de estructura. En las nuevas unidades con derrick dual, el moonpool tiene considerables dimensiones. En la Fig. 31 se ha presentado la dispersión en las dimensiones ortogonales de este hueco de cubierta.

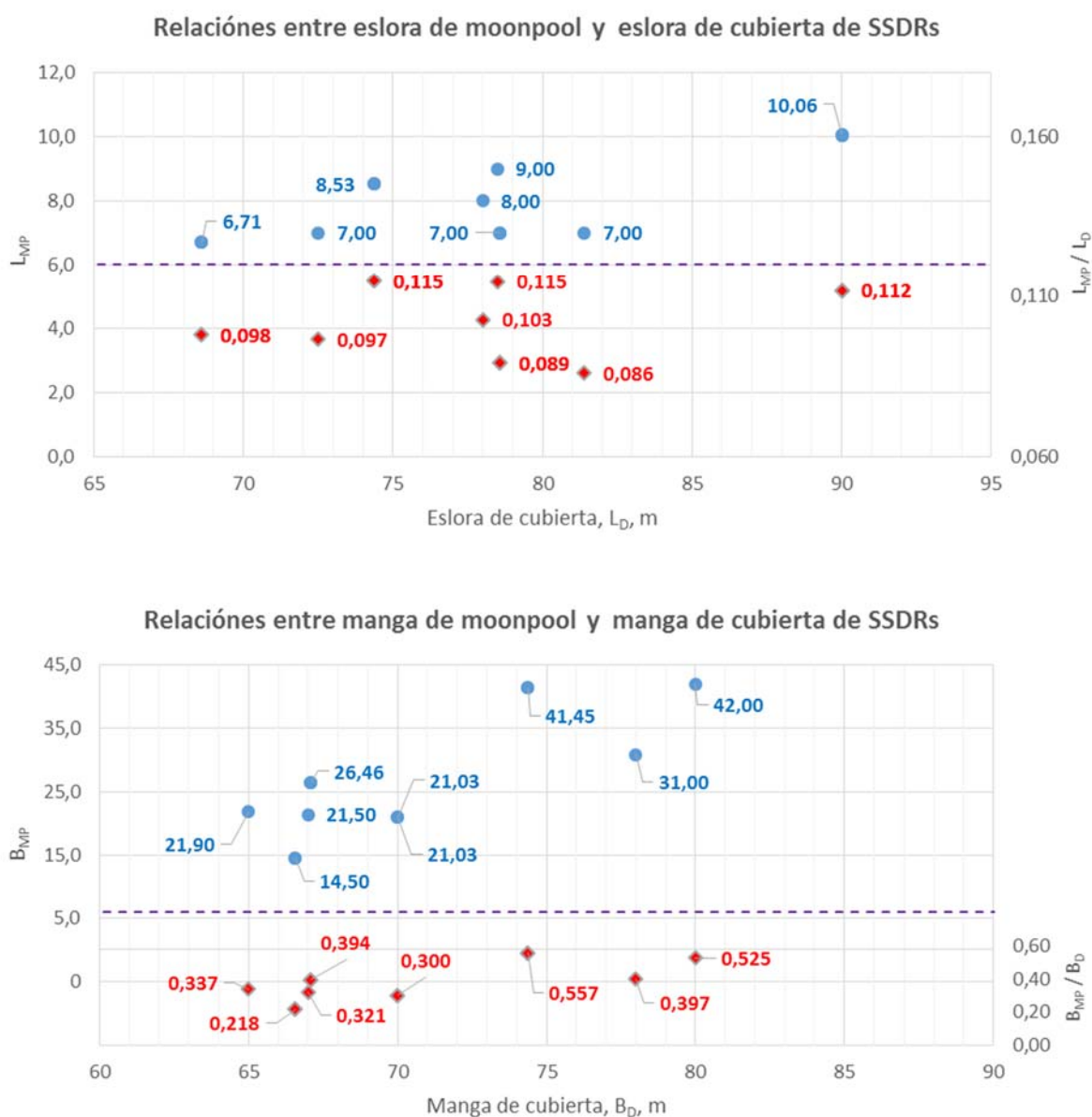


Fig. 31. Gráficos de limitación de dimensiones de moonpool

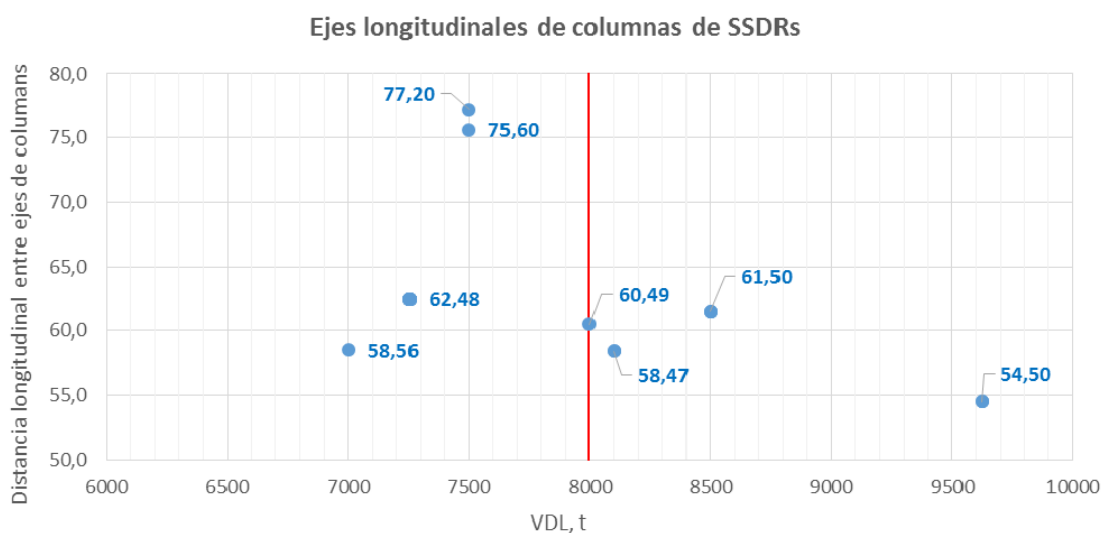
La manga del moonpool no podrá superar el 90% de la distancia entre mamparos internos de columnas estabilizadoras ya que no debe interferir con los mamparos resistentes longitudinales de cubierta coincidentes con la posición de estos últimos.

En los gráficos anteriores se han referido las dimensiones de moonpools y las relaciones de estas con las dimensiones paralelas máximas de cubierta.

	mínimo	máximo
ESLORA DE MOONPOOL	7.00 m	9.00 m
MANGA DE MOONPOOL	21.00 m	42.00 m
$L_{MP} / L_D =$	0.086	0.115
$B_{MP} / B_D =$	0.300	0.525

La longitud de cubierta será determinante de la distancia entre ejes de columnas. Por la tipología de las semi-sumergibles, los mamparos frontales de cubierta coinciden con los mamparos de proa de las columnas. Desde la base de datos se han obtenido relaciones para la distancia longitudinal entre ejes de columnas, por diferencia entre la eslora de cubierta y la eslora de columnas.

Se han presentado las relaciones obtenidas en la [Fig. 32](#).



	mínimo	máximo
DISTANCIA LONGITUDINAL ENTRE EJES DE COLUMNAS	58.47 m	75.60 m

3.5. BRACING.

El bracing tiene función estructural. Actúa como soporte de la carga de cubierta y la transmite a los pontones y columnas. Además rigidiza el casco contra esfuerzos laterales. Los diseños actuales de SSDRs han evolucionado hacia las cubiertas de tipo cajón. Esto ha permitido reducir el bracing de soporte de la cubierta e incluso desaparecer en algunos diseños. Las unidades con más de 4 columnas mantienen un entramado de bracing en los tres planos, mientras que las modernas SSDRs de 4 columnas han eliminado todo el bracing diagonal para sustituirlo por refuerzos entre la cabeza de torres y cubierta y en el fondo de cubiertas por encima de pontones, incluso en el costado de pontones, para proveer rigidez y descargar de momentos los nudos anteriores con cargas de costado.

El aporte al bracing desde esta etapa se debe restringir a una aproximación a las formas para estimaciones de volúmenes y pesos. Se requerirá una revisión estructural en estadios más avanzados de proyecto.

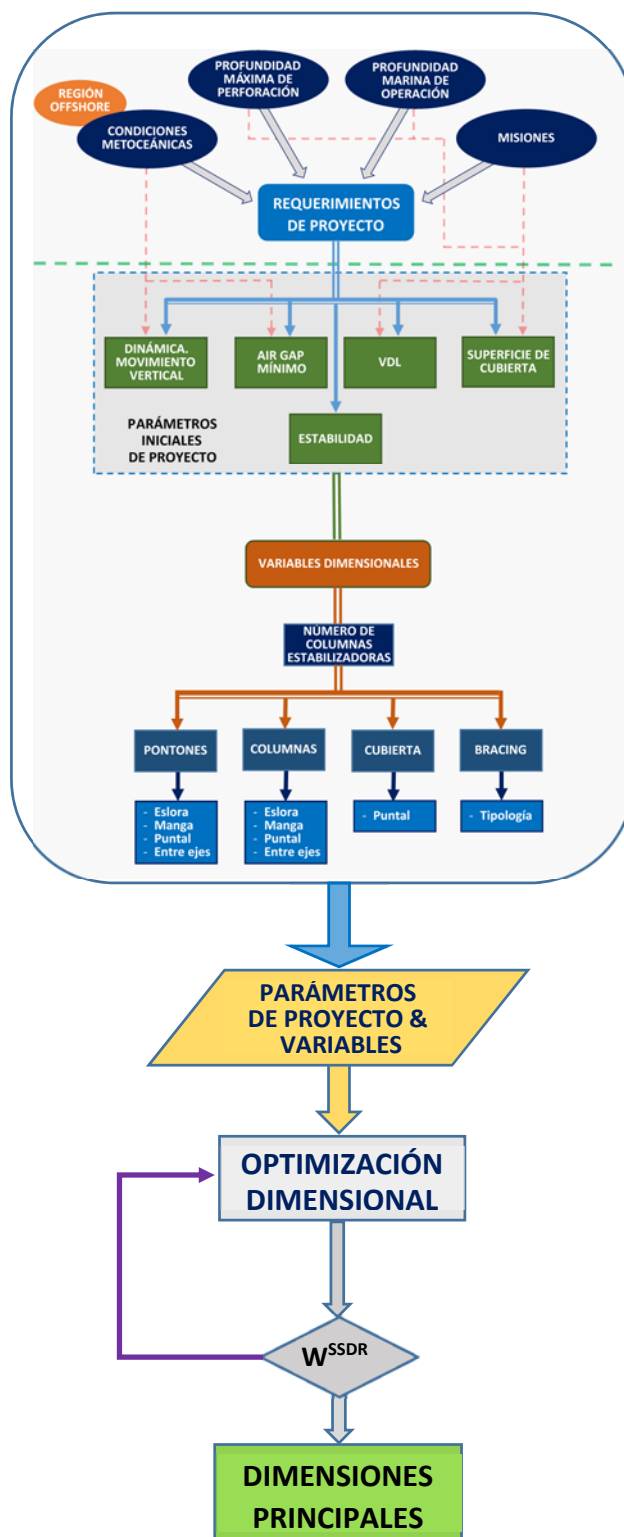
Las secciones de los refuerzos suelen ser tubulares, de sección circular o elíptica. Se disponen normalmente dos elementos longitudinales en cada uno de los extremos, entre columnas.

Los diámetros de sección estarán de acuerdo al spam de apoyo. Suelen tener entre 2 a 3 mm de diámetro cada elemento.

4. ESTIMACIÓN DE DIMENSIONES PRINCIPALES.

Fijados los parámetros de diseño y las variables dimensionales, aplicaremos un modelo de optimización a los datos disponibles para obtener unas dimensiones iniciales en cumplimiento de una función objetivo que se ha definido como “MINIMO PESO DE ESTRUCTURA DE CASCO”.

Esta fase se incluye en el gráfico de proyecto a continuación.



Iniciaremos el modelo de optimización con los datos parámetros y variables resumidas en la tabla a continuación.

DATOS DE ENTRADA AL MODELO DE OPTIMIZACIÓN DIMENSIONAL.

1. REQUERIMIENTOS DE PROYECTO

PROFUNDIDAD MARINA DE OPERACIÓN	10000 ft	
PROFUNDIDAD MÁXIMA DE PERFORACIÓN	40000 ft	
MISIÓN	MULTIMISIÓN	DRILLING WORKOVER INTERVENTION
METEOCEAN	Operación	$H_{SO} = 6,4 \text{ m}$ $T_{PO} = 11,1 \text{ s}$
Región de operaciones: GoM	Supervivencia	$H_{SS} = 10 \text{ m}$ $T_{PS} = 13 \text{ s}$

2. PARÁMETROS DE PROYECTO

2.1. DNÁMICA

2.1.1. ARFADA MÁXIMA EN OPERACIÓN

ARFADA	6,00 m
--------	--------

2.2. AIRGAP EN CALADO DE OPERACIÓN AGUAS TRANQUILAS

	mínimo	máximo	regresión
A_T/D_D	0.55	0.65	
A_T/T_O	0.31	0.36	$A_T = 0.0072 \cdot T_O + 0,7428$
A_T	10.0	13.5	

2.3. ESTABILIDAD

	mínimo
GM_T	0.20
GM_L	0.20
CRITERIOS	ABS. AMERICAN BUREAU SHIPPING

2.4. VDL

VDL	8000 t
-----	--------

2.5. SUPERFICIE DE CUBIERTA

SUPERFICIE DE CUBIERTA	5700 m ²
------------------------	---------------------

3. VARIABLES DIMENSIONALES

3.1. COLUMNAS ESTABILIZADORAS

COLUMNAS ESTABILIZADORAS	4
--------------------------	---

3.2. PONTONES

	mínimo	máximo
ESLORA DE PONTONES	94 m	118 m
MANGA DE PONTONES	13.00 m	20.10 m
PUNTAL DE PONTONES	7.32 m	12.25 m
ENTRE-EJES DE PONTONES	54.00 m	71.10 m

3.3. COLUMNAS ESTABILIZADORAS

	mínimo	máximo
ESLORA DE COLUMNAS	15.24 m	17.00 m
MANGA DE COLUMNAS	10.67 m	17.50 m
MANGA DE COLUMNAS/ MANGA PONTONES; B_c/B_p	0.691	1.000
PUNTAL DE COLUMNAS	13.03 m	19.5 m
DISTANCIA LONGITUDINAL ENTRE EJES DE COLUMNAS	58.47 m	75.60m

3.4. CUBIERTA

PUNTAL DE CUBIERTA	8.50 m
--------------------	--------

	mínimo	máximo
ESLORA DE MOONPOOL	7.00 m	9.00 m
MANGA DE MOONPOOL	21.00 m	42.00 m
$L_{MP} / L_D =$	0.086	0.115
$B_{MP} / B_D =$	0.300	0.525

Los resultados del proceso de optimización se adjuntan en las páginas a continuación. Al final se han obtenido las dimensiones de partida para iniciar el modelo de dimensionamiento.

Este proyecto se ha llamado SSDR. Se ha llegado a un peso de estructura del casco al final de varias iteraciones de 26.998 t.

VARIABLES, VARIABLES AUXILIARES Y PARÁMETROS

1. DIMENSIONALES (m)

PONTONES

l^P MIN = 94
 l^P MAX = 118
 b^P MIN = 13
 b^P MAX = 20,1
 h^P MIN = 7,32
 h^P MAX = 12,25

COLUMNAS

l^C MIN = 15,24
 l^C MAX = 17
 b^C MIN = 10,67
 b^C MAX = 17,5
 h^C MIN = 13,03
 h^C MAX = 19,5

BRACING

h^B = 14,01
 N^B = 4
 S^B = 12,57

ENTRE-EJES

d^P MIN = 54
 d^P MAX = 71,1
 d^C MIN = 58,47
 d^C MAX = 75,6

RELACIONES DIMENSIONALES

R_{bh}^{MAX} = 2
 R_{bh}^{MIN} = 1,4
 U = 1
 Y = 0,77

CUBIERTA

h^{TS} = 8,5

2. OPERATIVAS

Regresión

T_0 = 21 22,60
 T_s = 17,06 18,30
 F_B min = 0,3
 S_{DECK}^{MIN} = 5700 m²
 Z = 0,45

	T_1	T_0	T_s
W^{VOL}	6000	8000	7000
h_g^{VOL}	2	5	5
A_t		10	13

3. ESTABILIDAD Y PESOS

	T_1	T_0	T_s
$GM_{T_1}^{MIN}$	2	2	2
$GM_{L_{T_1}}^{MIN}$	2	2	2
$GM_{T_1}^{MAX}$		3	3
$GM_{L_{T_1}}^{MAX}$		3	3
ΔGM_{T_1}	0,2	0,5	0,5
$\Delta GM_{L_{T_1}}$	0,2	0,5	0,5
$T_{T_1}^{HEAVE}^{MIN}$		20	20
δK_g^P	0,45		
δW^{EQUIPO}	0,05		
$\delta W^{CONSUMOS}$	15%	10%	10%
δ^P	0,275		
δ^C	0,275		
δ^B	0,275		
δ^{TS}	0,245		
h_g^{TS}	2		
h_g^{DRILL}	4	6	5
W^{DRILL}	1	1	1
S^{MP}/S^{DECK}	0,06		

RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN

l^P = 95,74 m W^{CASCO}_{min} = 26998 mt
 b^P = 17,05 m T_1 = 11,88 m
 h^P = 12,18 m D^{DECK} = 39,50 m
 l^C = 15,24 m B^{DECK} = 74,31 m
 b^C = 12,65 m L^{DECK} = 76,70 m
 h^C = 18,82 m B^{SSDR} = 78,71 m
 d^P = 61,66 m
 d^C = 61,46 m

l^P/b^P = 5,61 U = 0,74
 b^P/h^P = 1,40 Y = 0,76

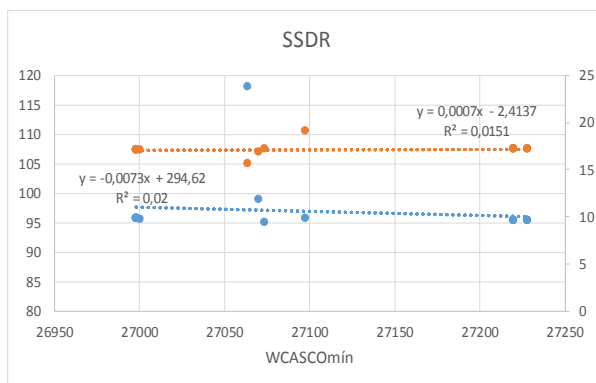
	T_1	T_0	T_s
GM_{T_1}	66,56	2,00	3,00
$GM_{L_{T_1}}$	48,81	2,00	3,00
$T_{T_1}^{HEAVE}$	6,9	24,3	24,0
A_t		10,0	13,9
S_{DECK}	5700		

	T_1	T_0	T_s
$W^{SSDR}_{T_1}$	39754	51135	48020
W^P	10935		
W^C	3991		
W^B	913		
W^{EQUIPO}	792		
$W^{CONSUMOS}_{T_1}$	2376	1584	1584
$W^{LASTRE}_{T_1}$	0	10230	8428
$W^{LASTRE}_{T_1}/W^{SSDR}_{T_1}$	0%	20%	18%
W^{TS}	11158		

COINCIDE CON VALOR MÁXIMO
 COINCIDE CON VALOR MÍNIMO

U = 0,74
 Y = 0,76

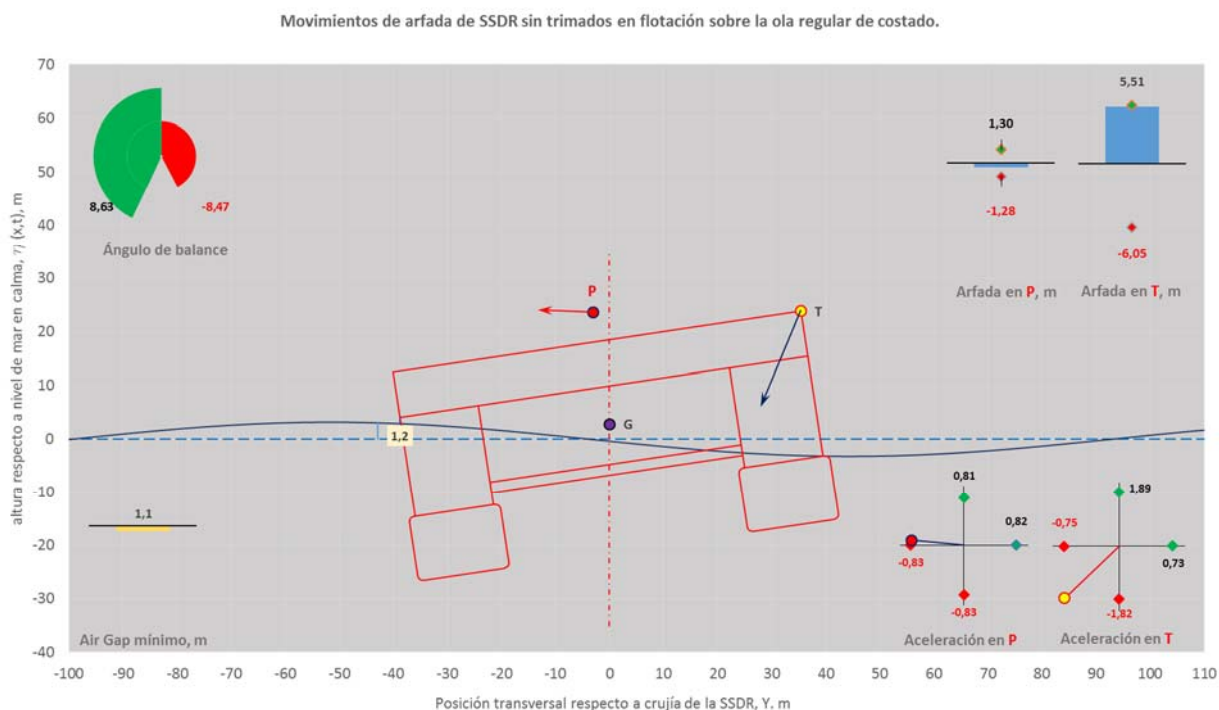
ITEM	W^{CASCO}_{min}	l^P	b^P	h^P	l^C	b^C	h^C	d^P	d^C	GM_{T_1}	$GM_{L_{T_1}}$	$T_{T_1}^{HEAVE}$	A_t	S_{DECK}	l^P/b^P	b^P/h^P
20	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,61	1,40
13	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,61	1,40
16	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,10	2,10	24,4	9,5	5700,0	5,61	1,40
15	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,61	1,40
4	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,61	1,40
18	26998	95,74	17,05	12,18	15,24	12,65	18,82	61,66	61,46	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,61	1,40
5	27000	95,53	17,07	12,19	15,50	12,44	18,81	61,66	61,42	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,60	1,40
14	27063	118,00	15,66	10,82	15,24	12,49	19,18	61,75	61,54	2,00	2,00	24,7	10,0	5700,0	7,54	1,45
19	27070	98,88	16,80	12,00	15,24	12,68	19,00	61,64	61,45	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,89	1,40
17	27074	95,02	17,13	12,24	15,24	12,72	18,96	61,62	61,43	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,55	1,40
3	27097	95,64	19,11	10,94	15,83	12,01	19,06	61,74	61,45	2,00	2,00	25,9	10,0	5700,0	5,00	1,75
12	27220	95,27	17,15	12,25	15,24	12,84	19,25	61,56	61,38	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
11	27220	95,27	17,15	12,25	15,24	12,84	19,25	61,56	61,38	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
10	27220	95,27	17,15	12,25	15,24	12,84	19,25	61,56	61,38	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
9	27220	95,27	17,15	12,25	15,24	12,84	19,25	61,56	61,38	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
8	27228	95,30	17,15	12,25	15,50	12,63	19,25	61,56	61,34	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
7	27228	95,30	17,15	12,25	15,50	12,63	19,25	61,56	61,34	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40
6	27228	95,30	17,15	12,25	15,50	12,63	19,25	61,56	61,34	2,00	2,00	24,3	10,0	5700,0	5,56	1,40



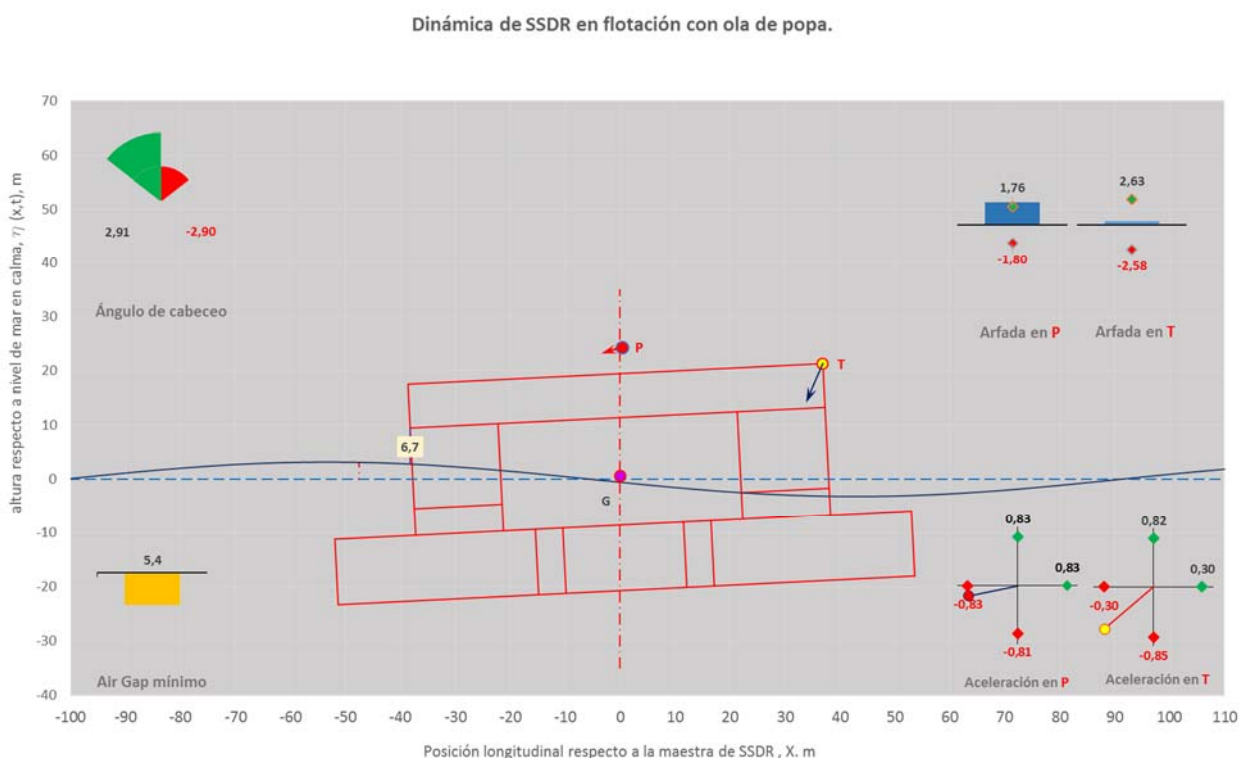
5. DIMENSIONAMIENTO.

Obtenidas las dimensiones principales y un peso de estructura optimo, lanzamos el modelo de dimensionamiento para verificar las dimensiones calculadas y optimizarlas en mayor grado con verificaciones de estabilidad y comportamiento dinámico.

Tras introducir los datos y probar la condición dinámica, no cumple los criterios de Air Gap para la condición de operación, al igual que aparece exceso de arfada.



Procedemos a la modificación de formas para alcanzar las restricciones de diseño, y tras varios ajustes y reiteraciones llegamos a un resultado de compromiso en el que se cumplen todas las condiciones.



En esta nueva situación, con calado de operación de 21.00 m, las condiciones dinámicas requeridas se cumplen, los valores de aceleraciones, air gap, arfada y ángulos cumplen con los requerimientos mínimos de proyecto. La figura anterior muestra la situación con mar de proa, cuyos valores instantáneos se pueden visualizar en el formulario adjunto.

ANIMACIÓN DINÁMICA

CARACTERÍSTICAS TREN DE OLAS

Altura de ola significativa, H_s = **6,40** m GRABAR

Periodo pico de ola, T_s = **11,10** s

Longitud de onda, λ_p = **192,4** m

SECUENCIA DINÁMICA

Pasos de la secuencia = **11** **11,0** s

Intervalo por paso = **1,0** s

Instante de inicio secuencia = **33,0** s ANIMACIÓN

Segundos de secuencia = **11,0** s = **1,0** periodos de ola

MAR LONGITUDINAL | **MAR DE COSTADO** | **PUNTUAL**

MOVIMIENTOS CDG SSDR

Valores para instante t_{ins} = **1,16** s GRAFICO

☒ ARFADA INSTANTÁNEA, $\eta_{3-x}(t_i)$ = **0,309** m

☒ CABECEO INSTANTÁNEO, $\eta_{5-x}(t_i)$ = **2,886** °

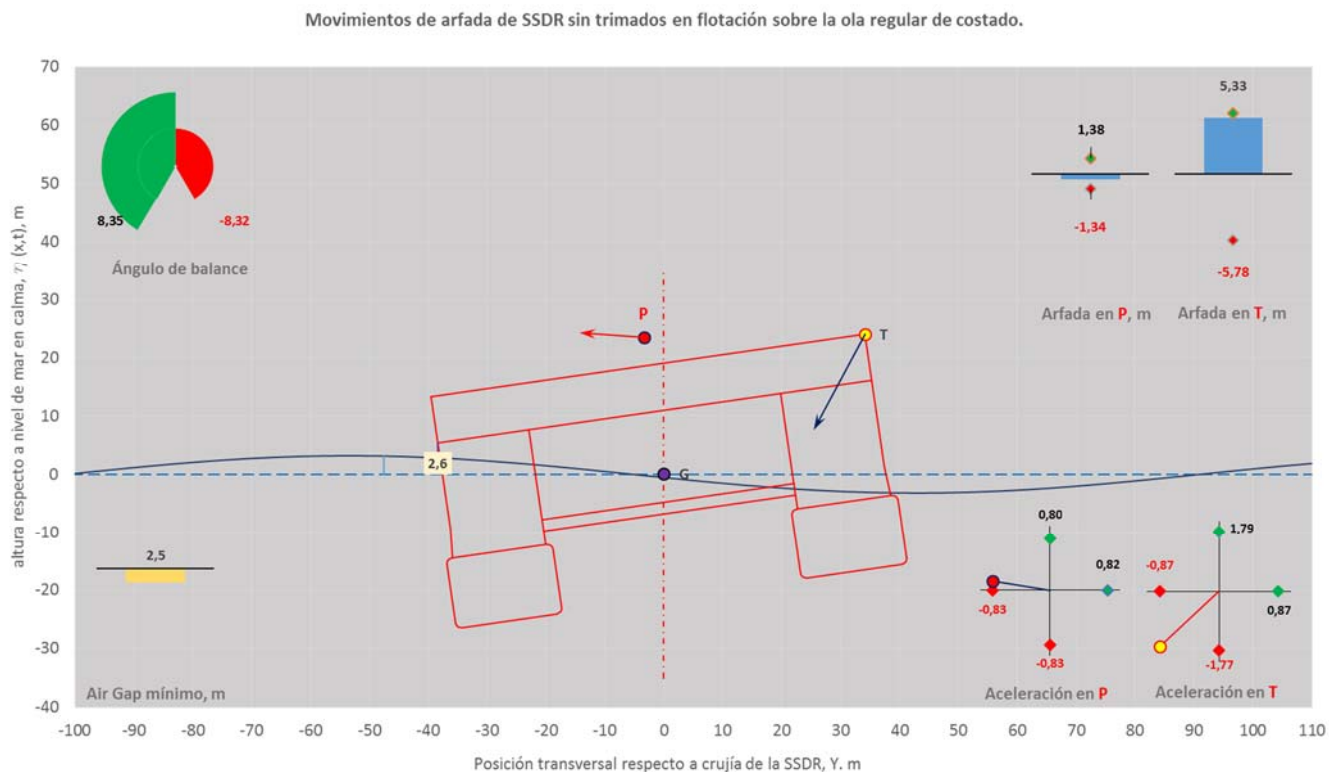
ACELERACIONES INSTANTÁNEAS **AIR GAP** **6,68** m

$\ddot{\eta}_{3-x}(t_i)$ = **-0,71** m/s² λ_p/D = **3,2**

$\ddot{\eta}_{1-x}(t_i)$ = **-0,30** m/s² **PERFIL OLA** PULSAR

CONDICIÓN DIMENSIONAMIENTO

Con mar de costado obtenemos valores igualmente válidos.



En la figura a continuación se presentan los valores instantáneos.

ANIMACIÓN DINÁMICA

CARACTERÍSTICAS TREN DE OLAS

Altura de ola significativa, H_s = **6,40** m GRABAR

Periodo pico de ola, T_s = **11,10** s

Longitud de onda, λ_p = **192,4** m

SECUENCIA DINÁMICA

Pasos de la secuencia = **11** **11,0** s

Intervalo por paso = **1,0** s

Instante de inicio secuencia = **33,0** s ANIMACIÓN

Segundos de secuencia = **11,0 s = 1,0 periodos de ola**

MAR LONGITUDINAL | MAR DE COSTADO | PUNTUAL

MOVIMIENTOS CDG SSDR

Valores para instante t_{ins} = **1,16** s GRAFICO

☒ ARFADA INSTANTÁNEA, $\eta_{3-y}(t)$ = **-0,232** m

☒ BALANCE INSTANTÁNEO, $\eta_{4-y}(t)$ = **8,281** °

ACELERACIONES INSTANTÁNEAS AIR GAP **2,57** m

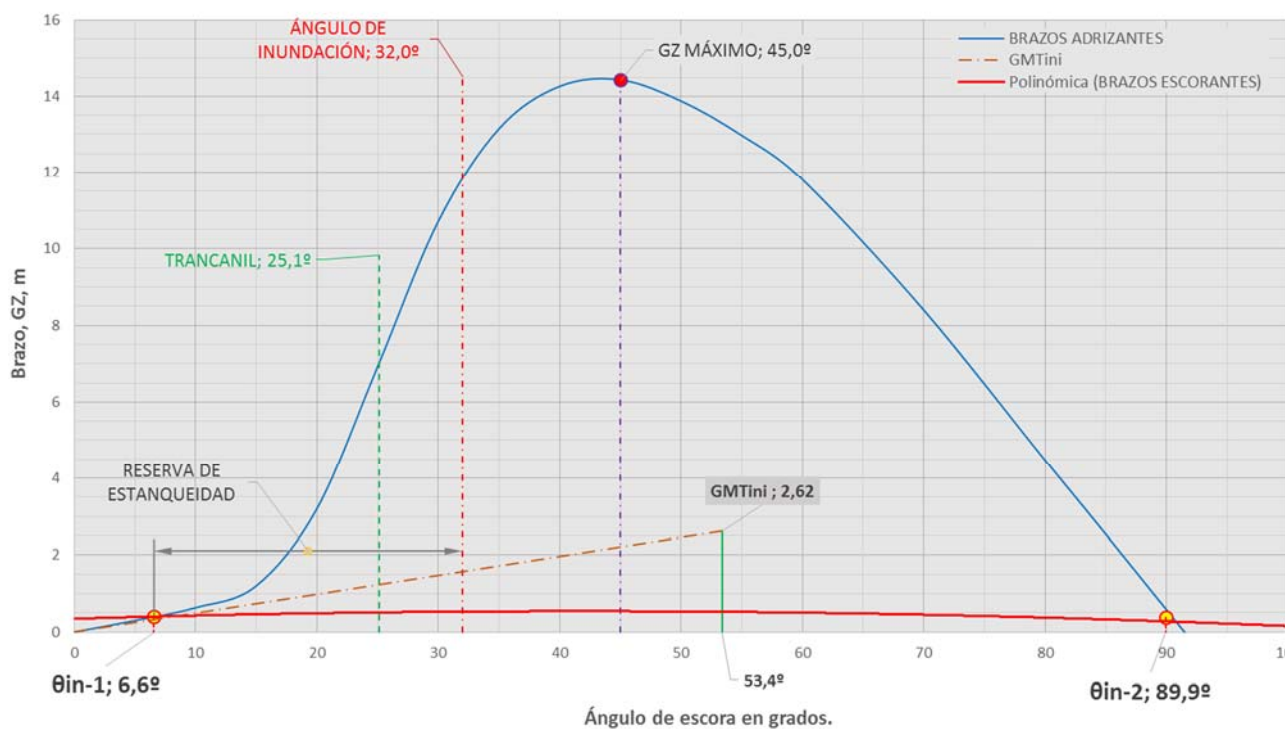
$\ddot{\eta}_{3-y}(t) =$ **-1,65** m/s² $\lambda_p/D =$ **3,2**

$\ddot{\eta}_{2-y}(t) =$ **-0,87** m/s² PERFIL OLA PULSAR

CONDICIÓN DIMENSIONAMIENTO

Todas las condiciones de estabilidad se satisfacen al calado de operación, conforme a la curva adjunta.

ESTABILIDAD TRANSVERSAL. CURVA DE BRAZOS ADRIZANTES Y ESCORANTES



Los valores de estabilidad se recogen en el formulario a continuación.

ESTABILIDAD INTACTA TRANSVERSAL

Ángulo límite de inundación, $\theta_{WTI} = 32,00$ ☐ Ángulo de trancanil **CALCULAR CONDICIÓN**

Altura metacéntrica transversal de SSDR, $GMT_{SSDR} = 2,62$ m

Altura metacéntrica longitudinal de SSDR, $GML_{SSDR} = 3,06$ m

Calado en la condición, $T_T = 21,00$ m

CUMPLE CRITERIOS

CURVA GZ | FUERZAS DE ESCORA | **CRITERIOS** | PARÁMETROS | SECCIONES DE VIENTO

VELOCIDAD DEL VIENTO, V_k

$V_k = 36,0$ m/s

☐ Servicio sin restricción

☐ Servicios normales y tránsito

CRITERIO 1

$\theta_{in-1} \leq 25^\circ$

$\theta_{in-1} = 6,57^\circ$

CRITERIO 2

Área (A + B) $\geq 1,3$ * Área (B + C)

Área (A + B) = área bajo la curva de brazos adrizantes = **1,88** m · rad

Área (B + C) = área bajo la curva de brazos escorantes = **0,26** m · rad

Área (A + B) / Área (B + C) = **7,27** ≥ 1.3

CRITERIOS DE ESTABILIDAD INTACTA S/ ABS 2013

CRITERIO DE ESTABILIDAD EN SSDRs

Por último en la página siguiente se presenta el resumen de dimensiones y cálculos.

El diseño conseguido no es sin duda el diseño más idóneo. La cantidad de variables de diseño que se pueden combinar es muy grande, pero la herramienta presentada ayuda a verificar la combinación de todas las variables con un ahorro de tiempo y la flexibilidad de variar cualquier variable y obtener la solución del modelo de manera instantánea.

DIMENSIONAMIENTO DE SSDR

REFERENCIA DISEÑO: 265/4785

Densidad agua de mar $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$
 Aceleración de la gravedad $g = 9,81 \text{ m/s}^2$

CONSTANTES

VARIABLES DE FORMAS

Localización	Definición de variable	Símbolo	Valor	Und.
SSDR	Eslera máxima de pontones de SSDR	L_{SSDR}	105,06	m
	Manga máxima fuera de pontones de SSDR	B_{SSDR}	77,40	m
	Puntal a cubierta de carga	D_{SSDR}	40,10	m
	Manga entre centros de pontones	$B_{C3 \text{ pont}}$	59,20	m
	Eslera entre centros de columnas	$L_{C3 \text{ pont}}$	59,60	m
	Eslera en cubierta de carga	L_0	75,60	m
	Manga en cubierta de carga	B_0	74,44	m
	Air gap en mar plana	A_T	11,10	m
Extremo de popa	Mínimo Air gap en cond. meteorológicas de proyecto	$A_{T \text{ m}}$	2,57	m
	Eslera del extremo de popa	l_{pp}	8,53	m
Pontón bajo columnas de popa	Radio de codaste en el extremo de popa	r_{pp}	0,00	m
	Formas de las líneas de agua del extremo de popa	-	Circular	
	Manga de pontones	b_p	18,20	m
	Puntal de pontones	h_p	12,10	m
Trans. de pont. a popa	Radio de trancañil en pontones	r_{pc}	1,00	m
	Radio de pantoque en pontones	r_{pr}	1,00	m
	Eslera de pontón bajo columnas de popa	l_{ppp}	28,00	m
	Eslera del bloque de pontón de transición de popa	l_{ppp}	5,00	m
Pontón central	Manga de sección en pontón central	b_{cp}	18,20	m
	Puntal de sección de pontón central	h_{cp}	12,10	m
	Radio de trancañil de sección en pontón central	r_{pc}	1,00	m
	Radio de pantoque de sección en pontón central	r_{pr}	1,00	m
Trans. de pont. a proa	Elevación del fondo respecto a la línea base	e_{cp}	0,00	m
	Excentricidad de sección en pontón central, respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cp}	0,00	m
	Eslera de pontón central	l_{pc}	22,00	m
	Eslera del bloque de pontón de transición de proa	l_{ppr}	5,00	m
Extremo de proa	Eslera de pontón bajo columnas de proa	l_{ppr}	28,00	m
	Eslera del extremo de proa	l_{pp}	8,53	m
	Radio de la roda en el extremo de proa	r_{pr}	0,00	m
	Formas de las líneas de agua del extremo de proa	-	Circular	
Manga entre mamparos interiores de pontones	Manga entre mamparos interiores de pontones	b_{pp}	41,00	m
Bloque de transición de columnas a popa	Manga de transición columna en conexión con pontón	b_{c3pp}	16,00	m
	Eslera de transición columna en conexión con pontón	l_{c3pp}	16,00	m
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r_{c3pp}	1,00	m
	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r_{c3pp}	1,00	m
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa del pontón bajo columna	e_{c3pp}	5,80	m
	Distancia desde el extremo de proa de la conexión con pontón al mamparo de proa de la columna	c_{ppp}	0,00	m
	Distancia desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b_{c3pp}	0,00	m
	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h_{c3pp}	5,00	m
Columnas a popa	Manga de columnas a popa	b_{cp}	16,00	m
	Eslera de columnas a popa	l_{cp}	16,00	m
	Radio de cantos de sección a proa	r_{c3pp}	1,00	m
	Radio de cantos de sección a popa	r_{c3pp}	1,00	m
Columnas a proa	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cp}	1,10	m
	Puntal de columnas sobre cubierta de pontones	h_c	20,00	m
Columnas a proa	Manga de columnas a proa	b_{cp}	15,24	m
	Eslera de columnas a proa	l_{cp}	16,00	m
	Radio de cantos de sección a proa	r_{c3pp}	1,00	m
	Radio de cantos de sección a popa	r_{c3pp}	1,00	m
Bloque de transición de columnas a proa	Excentricidad transversal de columnas respecto al mamparo interior de pontones bajo columnas	e_{cp}	1,10	m
	Manga de transición columna en conexión con pontón	b_{c3pp}	16,00	m
	Eslera de transición columna en conexión con pontón	l_{c3pp}	16,00	m
	Radio de canto a proa en conexión con pontón	r_{c3pp}	1,00	m
Bloque de transición de columnas a proa	Radio de canto a popa en conexión con pontón	r_{c3pp}	1,00	m
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa del pontón bajo columna	e_{c3pp}	5,80	m
	Distancia desde el extremo de popa de la conexión con pontón al mamparo de popa de la columna	c_{ppp}	0,00	m
	Distancia desde el extremo interior de la conexión con pontón al mamparo interior de columna	b_{c3pp}	0,00	m
Bracing entre columnas de popa	Puntal del bloque de transición sobre cubierta de pontón	h_{c3pp}	5,00	m
	Numero de refuerzos entre columnas a popa	N_{pp}	2,00	m
	Sección típica del bracing entre columnas de popa	-	Circular	
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d_{pp}	2,00	m
Bracing entre columnas de proa	Eslera máxima de la sección de bracing	r_{pp}	2,50	m
	BOP del bracing respecto de la línea base	b_{pp}	14,50	m
	Posición longitudinal del eje del bracing a proa, respecto al mamparo de proa de las columnas de popa	e_{pp}	2,50	m
	Numero de refuerzos entre columnas a proa	N_{pp}	2,00	m
Bracing entre columnas de proa	Sección típica del bracing entre columnas de proa	-	Circular	
	Altura o diámetro de la sección de bracing	d_{pp}	2,00	m
	Eslera máxima de la sección de bracing	r_{pp}	2,50	m
	BOP del bracing respecto de la línea base	b_{pp}	14,50	m
Cubierta	Posición longitudinal del eje del bracing a popa, respecto al mamparo de popa de las columnas de proa	e_{pp}	2,50	m
	Puntal de cubierta	H_0	8,00	m
	Eslera de moonpool	L_{mp}	8,00	m
	Manga de moonpool	B_{mp}	40,00	m
Superficie de cubierta = $L_0 * B_0$	Manga de moonpool máxima = $B_{C3 \text{ pont}} - 1/2 * (b_{pp} + b_{pp})$	$B_{mp \text{ max}}$	43,58	m
	Superficie de cubierta = $L_0 * B_0$	S_{deck}	5627,66	m ²

CONDICIÓN

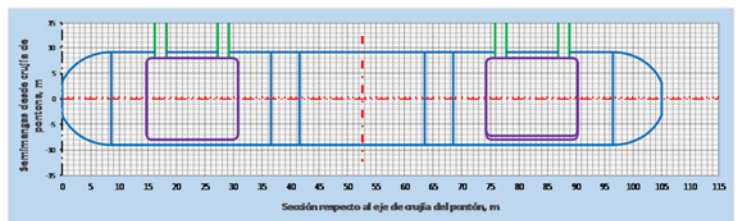
$T_T = 21,00 \text{ m}$
 T_T = Calado en la flotación de operación medido desde la línea de base, m

INTRODUCIR DATOS

VALORES HIDROSTÁTICAS

	$SF_{SSDR \text{ TT}}$	$XF_{SSDR \text{ TT}}$	$YF_{SSDR \text{ TT}}$	$I_{XX \text{ SSDR TT}}$	$I_{YY \text{ SSDR TT}}$	$V_{SSDR \text{ TT}}$	$XB_{SSDR \text{ TT}}$	$YB_{SSDR \text{ TT}}$	$ZB_{SSDR \text{ TT}}$
Pontones	0,0	0,0	0,0	0	0	44756,3	52,5	0,0	6,0
Columnas	996,2	51,8	0,2	902337	926417	8927,4	52,0	0,1	16,5
Bracing	0,0	0,0	0,0	0	0	678,6	52,5	0,0	15,5
SSDR	996,2	51,8	0,2	902337	926417	54362,3	52,4	0,0	7,9

	$BMT_{SSDR \text{ TT}}$	$KMT_{SSDR \text{ TT}}$	$BML_{SSDR \text{ TT}}$	$KML_{SSDR \text{ TT}}$
SSDR	16,6	24,5	17,0	24,9



PESO Y CDG EN EL CALADO DE CONDICIÓN

PARTIDA	PESO	% S/W ⁽¹⁾	XG_{SSDR}	YG_{SSDR}	ZG_{SSDR}
W_{SSDR}	Pesos SSDR	55721	100,0%	52,45	0,00
$W_{ESTRUCTURA}$	Peso estructuras de acero	27454	49,3%		
W_{ASTRE}	Peso lastre	8912	16,0%		
W_{COND}	Peso consumos	5716	10,3%		
W_{EQ}	Peso equipos	5721	10,3%		
VDL	Carga variable de cub.	7000	12,6%		
W^*	Margen de peso	918	1,6%		

Peso de volumen de lastre disponible = 35%

Condición en equilibrio

ESTABILIDAD INICIAL

GM_{SSDR}	2,62	m
GM_{SSDR}	3,06	m
ΔGM por superficies libres	0,50	m

CUMPLE CRITERIOS

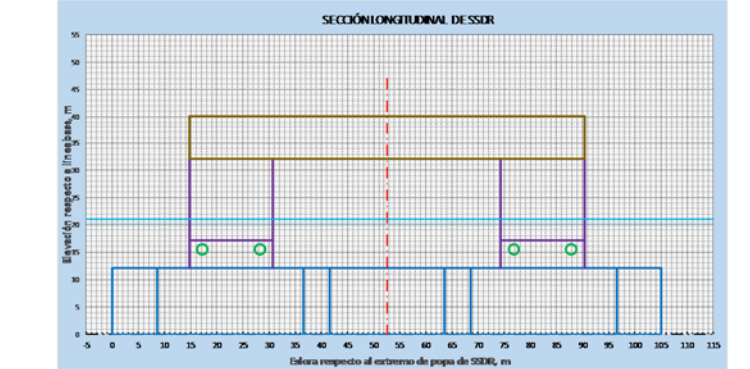
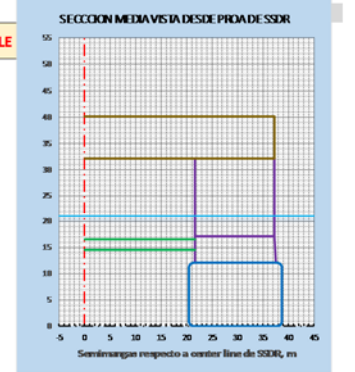
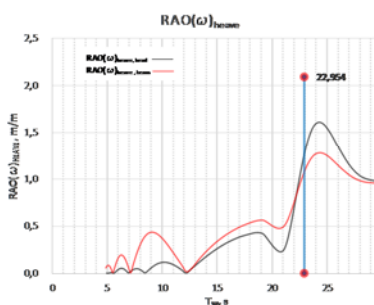
PERIODOS

$T_{HEAVE \text{ TT}}$	22,95	s
$T_{ROLL \text{ TT}}$	131,36	s
$T_{PITCH \text{ TT}}$	136,70	s

GRÁFICO

AIRGAP MÍNIMO EN DINÁMICA

$A_T \text{ SSDR} = 1,00 \text{ m}$, AIR GAP MÍNIMO NO ADMISIBLE



PAGINA EN BLANCO

4.2. DINÁMICA DE SSDRs

- 3.7. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LAS FUERZAS HORIZONTALES EXCITADAS POR LA OLA DE COSTADO EN COLUMNAS
- 3.8. BALANCE INDUCIDO POR LA OLA RESPECTO DEL CDG DE LA SSDR

4. CONTRIBUCIÓN DEL CABECEO Y ARFADA EN MAR DE POPA EN LA POSICIÓN VERTICAL DE SSDRs

5. CONTRIBUCIÓN DEL BALANCE Y ARFADA CON MAR DE COSTADO EN LA POSICIÓN VERTICAL DE SSDRs

6. LOCALIZACIÓN REAL DE LOS PUNTOS DE SSDRs EN CABECEO Y ARFADA

7. ACELERACIONES DEL CDG EN SSDRs

8. ACELERACIONES EN UN PUNTO "T" DE SSDRs

ANEXO I. DISCRETIZACIÓN DE FÓRMULAS
PARA CÁLCULO NUMÉRICO.

REFERENCIAS

1. MOVIMIENTO DE ARFADA DE SEMI-SUMERGIBLES

- 1.1. FUERZA INDUCIDA EN PONTONES CON MAR DE PROA
- 1.2. FUERZA INDUCIDA EN EL BRACING CON MAR DE PROA
- 1.3. FUERZA INDUCIDA EN COLUMNAS CON MAR DE PROA
- 1.4. FUERZA INDUCIDA EN PONTONES CON MAR DE COSTADO
- 1.5. FUERZA INDUCIDA EN BRACING CON MAR DE COSTADO
- 1.6. FUERZA INDUCIDA EN COLUMNAS CON MAR DE COSTADO
- 1.7. DESPLAZAMIENTO VERTICAL DEL CDG DE LA SSDR

2. CONTRIBUCIÓN DEL CABECEO EN OLAS EN EL MOVIMIENTO DE ARFADA DE SEMI-SUMERGIBLES

- 2.1. MOMENTO AÑADIDO EN CABECEO
- 2.2. MOMENTO DE INERCIA DE MASAS DE SSDR EN CABECEO RESPECTO AL CENTRO DE GRAVEDAD
- 2.3. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN PONTONES CON MAR DE POPA
- 2.4. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN BRACING CON MAR DE POPA
- 2.5. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN COLUMNAS CON MAR DE POPA
- 2.6. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LAS FUERZAS HORIZONTALES EXCITADAS POR LA OLA DE POPA EN COLUMNAS
- 2.7. CABECEO INDUCIDO POR LA OLA RESPECTO DEL CDG DE LA SSDR

3. CONTRIBUCIÓN DEL BALANCE AL MOVIMIENTO DE ARFADA EN SEMI-SUMERGIBLES

- 3.1. MOMENTO AÑADIDO EN BALANCE
- 3.2. MOMENTO DE INERCIA DE MASAS DE SSDR EN BALANCE RESPECTO AL CENTRO DE GRAVEDAD
- 3.3. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN PONTONES CON MAR DE COSTADO
- 3.4. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN BRACING CON MAR DE COSTADO
- 3.5. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN COLUMNAS CON MAR DE COSTADO

PAGINA EN BLANCO

1. MOVIMIENTO DE ARFADA EN SEMI-SUMERGIBLES.

Para el desarrollo del siguiente apartado se consideraran semi-sumergibles en calado de operación, pontones totalmente sumergidos y flotando en sección de columnas, con simetría respecto a los dos ejes del plano de flotación, crujía y maestra. Asimismo se considerará que la SSDR opera en aguas de profundidad infinita.

Conforme a la teoría regular de olas, la ecuación del movimiento de arfada del dentro de gravedad, no amortiguado, en el dominio de la fuerza y la masa y despreciando el efecto de acoplamiento debido al avance (se supone en operación, quasi-estática) y haciendo cero los términos de acoplamiento A_{35} , A_{53} , C_{35} y C_{53} , se puede expresar como:

$$F_3^{SSDR}(t) = (M^{SSDR} + A_{33}^{SSDR}) \cdot \frac{d^2 \eta_3^G}{dt^2} + C_{33}^{SSDR} \cdot \eta_3^G \quad \text{Ec. 1}$$

donde:

$F_3^{SSDR}(t)$ = fuerza vertical de arfada generada por la ola sobre la SSDR

M^{SSDR} = desplazamiento de la semi-sumergible

A_{33}^{SSDR} = masa añadida del flotador de SSDR en inmersión, en arfada

η_3^G = desplazamiento vertical del centro de gravedad de la SSDR

C_{33}^{SSDR} = coeficiente de restauración en arfada de SSDR

Esta ecuación es válida para evaluar las fuerzas inducidas de una ola de propagación lineal, en el eje x coincidente con el eje de crujía y un desplazamiento vertical en el eje z.

En Fig. 1 a continuación se han representado las referencias y dimensiones de SSDR para el desarrollo del estudio a completar en este capítulo. El origen de los ejes de referencia se sitúa sobre la flotación en aguas tranquilas coincidentes con los ejes de simetría.

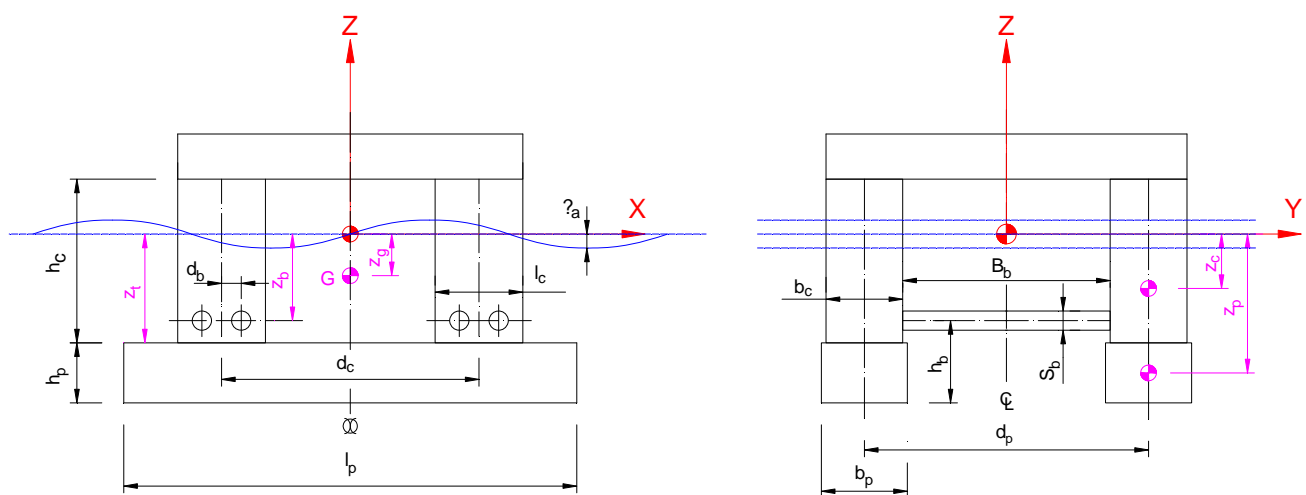


Fig. 1. Dimensiones y parámetros para la representación de los movimientos de SSDR.

Los términos de masa añadida s/Ref. 1 para flotadores con extremos fusiformes en movimiento de avance, se pueden expresar con las siguientes relaciones:

- Coeficiente de masa añadida en arfada.

$$A_{33} = \int_{L_p} A_{33}^{2D}(x) dx \quad \text{Ec. 2}$$

- Coeficiente de masa añadida en arfada por efecto del cabeceo

$$A_{35} = - \int_{L_p} x \cdot A_{33}^{2D}(x) dx + \frac{U}{\omega_e^2} \cdot B_{33} \quad \text{Ec. 3}$$

- Coeficiente de masa añadida en cabeceo por efecto de la arfada

$$A_{53} = - \int_{L_p} x \cdot A_{33}^{2D}(x) dx - \frac{U}{\omega_e^2} \cdot B_{33} \quad \text{Ec. 4}$$

- Coeficiente de amortiguamiento en arfada

$$B_{33} = \int_{L_p} B_{33}^{2D}(x) dx \quad \text{Ec. 5}$$

donde A_{33}^{2D} es la masa añadida por unidad de longitud, U es la velocidad de avance del flotador y ω_e es la frecuencia de encuentro del flotador con el tren de olas.

Los valores de masa añadida y coeficiente de amortiguamiento en arfada se calculan integrando los coeficientes bidimensionales a lo largo de la eslora de los pontones sumergidos, L_p (no se computan las torres al no presentar planos perpendiculares al movimiento). El concepto de masa añadida ha de ser entendido en términos de fuerzas inducidas por presiones hidrodinámicas y no como una cantidad finita de masa de agua que oscila rígidamente conectada con el flotador. Los coeficientes de masa añadida y amortiguamiento dependen del movimiento del flotador, esto es, los coeficientes en arfada no tienen por qué ser iguales que en avance o que en deriva.

Los coeficientes de masa añadida y amortiguamiento son función de la forma de los cuerpos sumergidos, frecuencia de la oscilación, velocidad de avance y profundidad de agua donde se mueven. Cuando no hay velocidad de avance y no hay corriente se puede demostrar que $A_{kj} = A_{jk}$ y $B_{kj} = B_{jk}$.

El coeficiente de restauración en arfada C_{33} , se puede entender como el coeficiente de rigidez del muelle en la modelización de un movimiento oscilatorio. Las fuerzas de restauración F_k de un cuerpo en flotación libre se pueden expresar como

$$F_k = -C_{kj} \cdot \eta_j \quad \text{Ec. 6}$$

Las fuerzas de restauración son de origen hidrostático y gravitacional. Para cuerpos con simetrías respecto al plano x-z en su volumen sumergido (situación habitual en las SSDRs), los únicos coeficientes de restauración distintos a cero son:

- Coeficiente de restauración en arfada

$$C_{33} = \rho \cdot g \cdot A_{WP} \quad \text{Ec. 7}$$

- Coeficiente de restauración en cabeceo

$$C_{35} = C_{53} = -\rho \cdot g \cdot \iint_{A_{WP}} x \cdot ds \quad \text{Ec. 8}$$

- Coeficiente de restauración de balance

$$C_{44} = \rho \cdot g \cdot V \cdot (z_B - z_G) + \rho \cdot g \cdot \iint_{A_{WP}} y^2 \cdot ds = \rho \cdot g \cdot V \cdot GM_T \quad \text{Ec. 9}$$

- Coeficiente de restauración de cabeceo

$$C_{55} = \rho \cdot g \cdot V \cdot (z_B - z_G) + \rho \cdot g \cdot \iint_{A_{WP}} x^2 \cdot ds = \rho \cdot g \cdot V \cdot GM_L \quad \text{Ec. 10}$$

Donde A_{WP} es el área en la flotación de la SSDR, V es el desplazamiento del volumen sumergido de la semi-sumergible, z_G es la coordenada vertical del centro de gravedad, z_B es la coordenada vertical del centro de carena, GM_T es la altura metacéntrica transversal y GM_L la altura metacéntrica longitudinal.

Una ola de gran longitud en relación con un cuerpo que flota sobre ella se considera a aquella cuya longitud de onda, $\lambda > 5 \cdot D$, donde D es la longitud de la sección de flotación en la dirección de propagación de la ola.

La fuerza inducida por una ola de propagación longitudinal (eje x) sobre el eje vertical (eje z) en una semi-sumergible flotando libremente en calado de operación se puede aproximar a la suma de la fuerza ejercida sobre los pontones, el bracing en inmersión entre bandas y la fuerza ejercida sobre las columnas.

$$F_{3-x} \approx F_{3-x}^p + F_{3-x}^b + F_{3-x}^c$$

1.1. FUERZA INDUCIDA EN PONTONES CON MAR DE PROA

Por aproximación de la teoría diferencial de olas, para grandes longitudes de onda, se puede expresar la fuerza de excitación vertical en una semi-sumergible para una longitud diferencial de eslora de un pontón dx , como.

$$dF_{3-x}^{pi} \approx (\rho \cdot A_p + A_{33}^{2D}) dx \cdot a_{3-x} \quad \text{Ec. 11}$$

donde

A_p = sección transversal de pontones, considerando los pontones paralelepípedicos de sección cte.

A_{33}^{2D} = masa añadida bidimensional en arfada por unidad de eslora de pontones en un fluido infinito, considerando pontones de sección cte.

a_3 = aceleración vertical del fluido no disturbado en el centro de la sección transversal de pontón

La fuerza vertical $dF_{3-x}^{pi}(t)$ recibe la contribución principal de las fuerzas de presión actuando sobre los pontones sumergidos. El primer término representa la fuerza de Froude-Kriloff (fuerza de presión en la sección transversal como consecuencia del flujo no disturbado de agua), que es solo válida en el caso que el flotador esté completamente sumergido.

El potencial de velocidad en la teoría lineal de olas para una propagación regular en el eje x , se puede expresar por

$$\phi_x = \frac{g \cdot \xi_a}{\omega} \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) \quad \text{Ec. 12}$$

La velocidad de propagación del flujo en el eje z , vertical, se deriva en la siguiente ecuación

$$w_x = \omega \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) \quad \text{Ec. 13}$$

Derivando la Ec. 13 respecto del tiempo se obtiene la aceleración de en el eje vertical

$$\frac{dw}{dt} = a_{3-x} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) \quad \text{Ec. 14}$$

donde

$\xi_a = H_w/2$ = amplitud de la ola incidente

H_w = altura de ola incidente

Sustituyendo Ec. 14 en Ec. 11 e integrando, obtendremos el valor de la fuerza vertical inducida sobre los dos pontones simétricos de la SSDR.

$$F_{3-x}^p(t) \approx -2 \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \int_{x_1}^{x_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) dx \quad \text{Ec. 15}$$

La solución de la integral es

$$\int_{x_1}^{x_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) dx = \frac{1}{k} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot x)]_{x_1}^{x_2}$$

Sustituimos el coseno de la diferencia para resolver,

$$\cos(\omega \cdot t - k \cdot x) = \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x) + \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot x)$$

La ecuación se resuelve en el cdg de la semi-sumergible. La posición del cdg coincide con el eje de simetría de los pontones respecto a crujía y cuaderna maestra. Los pontones se suponen a su vez simétricos. Por tanto los extremos del pontón o lo que es lo mismo los límites de integración, están a la misma distancia del cdg, y por tanto, conservando el convenio de signos:

$$x_1 = -x_2$$

Siendo x_2 la distancia a proa de la cuaderna maestra, valor positivo. Sustituyendo los límites de integración en la solución de la integral:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{k} \cdot [\cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x) + \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot x)]_{-x_2}^{x_2} = \\ & = \frac{1}{k} \cdot [\cos(\omega \cdot t) \cdot [\cos(k \cdot x_2) - \cos(-k \cdot x_2)] + \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot [\text{sen}(k \cdot x_2) - \text{sen}(-k \cdot x_2)]] \end{aligned}$$

Como

$$\cos(\alpha) = \cos(-\alpha)$$

y

$$\text{sen}(\alpha) = -\text{sen}(-\alpha)$$

encontramos la solución de la integral en Ec. 15

$$\int_{x_1}^{x_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) dx = \frac{2}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot x_2) \quad \text{Ec. 16}$$

Sustituyendo la solución de Ec. 16 en Ec. 15 y haciendo $z = z_p$, posición del centro del área transversal de pontones respecto a la superficie marina, y $x_2 = L_p/2$ como la distancia simétrica desde el cdg a los extremos de integración (x es igual a la eslora de pontones), podemos aproximar la fuerza inducida vertical en los pontones sumergidos de la SSDR:

$$F_{3-x}^p(t) = -\frac{4}{k} \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot \frac{L_p}{2}) \quad \text{Ec. 17}$$

Sustituyendo para aguas de profundidad infinita

$$k = \frac{\omega^2}{g}$$

La expresión de la fuerza sobre pontones por unidad de longitud queda como:

$$F_{3-x}^p(t) = -4 \cdot g \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot \frac{L_p}{2}) \quad \text{Ec. 18}$$

1.2. FUERZA INDUCIDA EN EL BRACING CON MAR DE PROA

La fuerza sobre el bracing de pontones tiene la misma expresión que la expresada en la Ec. 11.

$$dF_{3-x}^b \approx (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) dx \cdot a_{3-x} \quad \text{Ec. 19}$$

El eje principal del bracing es perpendicular al eje de propagación de la ola, eje x. La posición del centro de presión sobre el eje principal es cte respecto del origen, $\int dx = B_b$, por tanto podremos escribir:

$$F_{3-x}^b = (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot a_{3-x} \quad \text{Ec. 20}$$

Considerando que el bracing de proa y de popa son simétricos respecto del cdg de la SSDR, el valor de la aceleración en el centro de carena del bracing a proa y popa serán:

$$a_{3-x\ pr} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b)$$

$$a_{3-x\ pp} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b)$$

Sustituyendo en Ec. 20, tendremos la contribución del bracing de SSDR a la fuerza de arfada:

$$F_{3-x}^b(t) = -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b) + \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b)) \quad \text{Ec. 21}$$

Resolviendo la suma de senos como:

$$\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b) - \text{sen}(k \cdot x_b) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b) + \text{sen}(k \cdot x_b) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b) + \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b) = 2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b)$$

Y sustituyendo

$$F_{3-x}^b(t) = -2 \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b)$$

Sustituyendo para aguas de profundidad infinita

$$\omega^2 = g \cdot k$$

y sabiendo que

$$M_b = \rho \cdot A_b \cdot B_b \quad y \quad A_{33b} = A_{33b}^{2D} \cdot B_b$$

se obtiene

$$F_{3-x}^b(t) = -2 \cdot g \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b) \quad \text{Ec. 22}$$

En el caso que haya varias líneas paralelas de bracing, agrupadas por parejas (n) respecto a la maestra, la contribución total se podrá escribir como:

$$F_{3-x}^b(t) = -2 \cdot n \cdot g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \sum_{i=1}^{i=2n} \left((M_b^i + A_{33\ b}^i) \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot \cos(k \cdot x_b^i) \right) \quad \text{Ec. 23}$$

En Ec. 22 y Ec. 23 M_b y $A_{33\ b}$ son el desplazamiento y la masa añadida de un solo elemento de bracing entre columnas.

En el caso representado en la Fig. 1,

$$n = 2$$

$$x_{b-1} = \frac{1}{2} \cdot d_c - d_b$$

$$x_{b-2} = \frac{1}{2} \cdot d_c + d_b$$

La fuerza total será

$$F_{3-x}^b(t) = -4 \cdot g \cdot k \cdot (M_b + A_{33\ b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \left[\cos \left(k \left(\frac{d_c}{2} - d_b \right) \right) + \cos \left(k \left(\frac{d_c}{2} + d_b \right) \right) \right] \quad \text{Ec. 24}$$

1.3. FUERZA INDUCIDA EN COLUMNAS CON MAR DE POPA

Las fuerzas inducidas sobre las columnas estabilizadoras se consideran consecuencia de las fuerzas de Froude-Kriloff, y se pueden expresar como:

$$F_{3-x}^c \approx p_{pr} \cdot 2 \cdot A_{c\ pr} + p_{pp} \cdot 2 \cdot A_{c\ pp} \quad \text{Ec. 25}$$

donde:

$A_{c\ pp}$ = sección transversal de la base de columna sumergida de popa. Se considera que las dos columnas de popa tienen la misma sección.

$A_{c\ pp}$ = sección transversal de la base de columna sumergida de proa. Se considera que las dos columnas de proa tienen la misma sección.

p_{pr} = presión dinámica generada sobre la base de las columnas de proa.

p_{pp} = presión dinámica generada sobre la base de las columnas de popa.

En SSDRs completamente simétricas:

$$A_{c\ pr} = A_{c\ pp} = A_c \quad \text{Ec. 26}$$

donde:

A_c = Área de base de columnas considerada sobre pontones.

La variación de la presión dinámica generada por una perturbación de la superficie marina a una profundidad determinada, z , de define en la teoría lineal de olas como

$$p = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) \quad \text{Ec. 27}$$

La presión está en fase con la aceleración en el mismo punto, pero tiene sentido opuesto.

Considerando simetría de las columnas respecto a la cuaderna maestra, la presión sobre la base de las columnas ($z = z_t$) de proa será:

$$p_{pr} = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}\right)$$

Para las columnas de popa:

$$p_{pp} = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}\right)$$

Introduciendo valores en Ec. 25:

$$F_{3-x}^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \left(\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}\right)\right) \quad \text{Ec. 28}$$

Resolviendo la suma de senos como:

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}\right) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) - \text{sen}\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}\right) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) + \text{sen}\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}\right) = 2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right)$$

Sustituyendo en Ec. 28, obtenemos el valor de la fuerza sobre las torres.

$$F_{3-x}^c(t) = 4 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \quad \text{Ec. 29}$$

1.4. FUERZA INDUCIDA EN PONTONES CON MAR DE COSTADO

La fuerza de arfada sobre cada pontón en mar de costado será:

$$dF_{3-y}^{pi} \approx (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) dy \cdot a_{3-y}$$

En el caso de mar de costado, la componente de aceleración a todo lo largo de la eslora de pontones es cte. El valor de $\int dy = L_p$, con lo que:

$$F_{3-y}^{pi} = (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot L_p \cdot a_{3-y}$$

y

$$F_{3-y}^p = F_{3-y}^{p-br} + F_{3-y}^{p-er} \quad \text{Ec. 30}$$

El valor de la aceleración vertical en mar de costado en los pontones de babor y estribor será:

$$a_{3-y \text{ br}} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_{p \text{ br}})$$

$$a_{3-y \text{ er}} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot y_{p \text{ er}})$$

donde por simetría:

$$y_{p \text{ br}} = + \frac{1}{2} \cdot d_p$$

$$y_{p \text{ er}} = - \frac{1}{2} \cdot d_p$$

Sustituyendo, la fuerza de arfada sobre ambos pontones será:

$$F_{3-y}^p(t) = -(\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot L_p \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \left(\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_p}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_p}{2}\right)\right)$$

como:

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_p}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_p}{2}\right) = 2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_p}{2}\right)$$

y sustituyendo para aguas de profundidad infinita

$$\omega^2 = g \cdot k$$

y sabiendo que

$$M_p = \rho \cdot A_p \cdot L_p \quad y \quad A_{33p} = A_{33p}^{2D} \cdot L_p$$

La fuerza de arfada generada sobre pontones en mar de costado será

$$F_{3-y}^p(t) = -2 \cdot g \cdot k \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_p}{2}\right) \quad \text{Ec. 31}$$

En esta fórmula, M_p y A_{33p} son el desplazamiento y la masa añadida de un solo pontón.

1.5. FUERZA INDUCIDA EN BRACING CON MAR DE COSTADO

La fuerza de arfada sobre cada bracing en mar de costado será:

$$dF_{3-y}^{bi} \approx (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) dy \cdot a_{3-y}$$

En el caso de que haya n elementos de bracing, simétricos e iguales en dimensiones y formas, la contribución total del bracing a la arfada será:

$$F_{3-y}^b \approx n \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot dy \cdot a_{3-y} \quad \text{Ec. 32}$$

Donde $n = 1$ equivale a un elemento de bracing a proa + un elemento de bracing a popa.

El valor de la aceleración vertical en mar de costado a lo largo del bracing será:

$$a_{3-y} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \quad \text{Ec. 33}$$

Sustituyendo Ec. 33 en Ec. 32 e integrando, obtendremos el valor de la fuerza vertical inducida sobre el bracing

$$F_{3-y}^b(t) \approx -n \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \int_{y_1}^{y_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) dy \quad \text{Ec. 34}$$

La solución de la integral es

$$\int_{y_1}^{y_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) dy = \frac{1}{k} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot y)]_{y_1}^{y_2}$$

La ecuación se resuelve en el cdg de la semi-sumergible. La posición del cdg coincide con el eje de simetría del bracing respecto a crujía. El bracing se supone de sección cte y simétrico respecto crujía, con lo que los extremos de integración, están a la misma distancia del cdg, y por tanto, conservando el convenio de signos:

$$y_1 = -y_2$$

Donde y_2 = extremo del bracing a babor de crujía. Sustituyendo los límites de integración en la solución de la integral:

$$\int_{y_1}^{y_2} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) dy = \frac{2}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_2)$$

Haciendo $x_2 = B_b/2$ como la distancia simétrica desde el cdg a los extremos de integración (y es igual a la manga de bracing), podemos aproximar la fuerza inducida vertical en el bracing sumergidos de la SSDR:

$$F_{3-y}^b(t) = -\frac{2 \cdot n}{k} \cdot \left(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D} \right) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) \quad \text{Ec. 35}$$

Sustituyendo para aguas de profundidad infinita

$$k = \frac{\omega^2}{g}$$

La expresión de la fuerza sobre pontones por unidad de longitud queda como:

$$F_{3-x}^b(t) = -4 \cdot g \cdot \left(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D} \right) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) \quad \text{Ec. 36}$$

1.6. FUERZA INDUCIDA EN COLUMNAS CON MAR DE COSTADO

Las fuerzas inducidas sobre las columnas estabilizadoras se pueden definir por analogía con Ec. 25 como:

$$F_{3-y}^c \approx p_{er} \cdot 2 \cdot A_{c\ er} + p_{br} \cdot 2 \cdot A_{c\ br} \quad \text{Ec. 25}$$

donde:

A_c = Área de base de columnas considerada sobre pontones.

$$A_{c\ er} = A_{c\ br} = A_c$$

La variación de la presión dinámica generada por una perturbación de la superficie marina a una profundidad determinada, z , con mar de costado sería:

$$p = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \quad \text{Ec. 37}$$

Considerando simetría de las columnas respecto a crujía, la presión sobre la base de las columnas ($z = z_t$) de babor será:

$$p_{pr} = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

Para las columnas de estribor:

$$p_{pp} = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

Introduciendo valores en Ec. 25:

$$F_{3-y}^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \left(\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \right) \quad \text{Ec. 38}$$

Resolviendo la suma de senos como:

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) - \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) = 2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

Sustituyendo en Ec. 38, obtenemos el valor de la fuerza sobre las torres.

$$F_{3-y}^c(t) = 4 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \quad \text{Ec. 39}$$

1.7. DESPLAZAMIENTO VERTICAL DEL CDG DE LA SSDR

El cdg de la SSDR se desplazará bajo la acción de la ola siguiendo una trayectoria paralela. La trayectoria de una partícula bajo la acción senoidal de la ola se puede expresar como

$$\eta_3^G(t) = |\eta_3^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 40}$$

Donde

$|\eta_3^G|$ = amplitud de onda.

En este caso, al estar refiriendo el estudio respecto del cdg de la SSDR, $|\eta_3^G|$ será la amplitud del desplazamiento vertical del cdg de la SSDR referido en la Ec. 1.

$\eta_3^G(t)$ será la posición instantánea en el tiempo t del cdg de la SSDR bajo la acción de la ola.

Derivando η respecto al tiempo, tendremos la velocidad del cdg de la SSDR.

$$\frac{d\eta_3^G}{dt} = \omega \cdot |\eta_3^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 41}$$

La aceleración del cdg de SSDR se calculará derivando respecto al tiempo la velocidad:

$$\frac{d^2\eta_3^G}{dt^2} = -\omega^2 \cdot |\eta_3^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 42}$$

Sustituyendo en la Ec. 1 las Ec. 7, Ec. 37 & Ec. 39:

$$F_3^{SSDR}(t) = -(M^{SSDR} + A_{33}^{SSDR}) \cdot \omega^2 \cdot |\eta_3^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) + \rho \cdot g \cdot A_{WP} \cdot |\eta_3^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t)$$

Agrupando:

$$F_3^{SSDR}(t) = \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot |\eta_3^G| \cdot [\rho \cdot g \cdot A_{WP} - (M^{SSDR} + A_{33}^{SSDR}) \cdot \omega^2]$$

Y despejando se calcula la posición del cdg de SSDR durante la arfada en función del tiempo:

$$\eta_3^{GSSDR}(t) = |\eta_3^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) = \frac{F_3^{SSDR}(t)}{\rho \cdot g \cdot A_{WP} - (M^{SSDR} + A_{33}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 43}$$

La fuerza generadora de arfada por efecto de olas será la suma de las fuerzas actuantes sobre los elementos sumergidos. Para mar de proa:

$$\begin{aligned} F_{3-X}^{SSDR}(t) &= F_{3-x}^p(t) + F_{3-x}^b(t) + F_{3-x}^c(t) \\ F_{3-X}^{SSDR}(t) &= -4 \cdot g \cdot \left(\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}\right) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) - \\ &\quad - 2 \cdot n \cdot g \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \cos(k \cdot x_{b-i}) + \\ &\quad + 4 \cdot g \cdot A_c \cdot \rho \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \end{aligned}$$

Agrupando:

$$F_{3-X}^{SSDR}(t) = -4 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \left[\left(\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D} \right) \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{L_p}{2} \right) + \frac{1}{2} \cdot n \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \cos(k \cdot x_{b-i}) - A_c \cdot \rho \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \cos \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \right] \quad \text{Ec. 44}$$

Para mar de costado:

$$F_{3-Y}^{SSDR}(t) = F_{3-Y}^p(t) + F_{3-Y}^b(t) + F_{3-Y}^c(t)$$

$$F_{3-Y}^{SSDR}(t) = -2 \cdot g \cdot k \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos \left(k \cdot \frac{d_p}{2} \right) -$$

$$- 4 \cdot g \cdot \left(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D} \right) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{B_b}{2} \right) +$$

$$+ 4 \cdot g \cdot A_c \cdot \rho \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos \left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2} \right)$$

Agrupando:

$$F_{3-Y}^{SSDR}(t) = -4 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{k}{2} (M_p + A_{33p}) \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos \left(k \cdot \frac{d_p}{2} \right) + \left(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D} \right) \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{B_b}{2} \right) - A_c \cdot \rho \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \cos \left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2} \right) \right] \quad \text{Ec. 45}$$

Sustituyendo los parámetros dimensionales y meteorológicos en las Ec. 44 y Ec. 45 se podrán evaluar las fuerzas de arfada. Al sustituir en Ec. 43 obtendremos el desplazamiento en arfada.

A la vista de la Ec. 43 se podrá concluir:

1. Al aumentar la fuerza de arfada, aumenta la amplitud del desplazamiento vertical de arfada, $|\eta_3^G|$.
2. El denominador está dominado por el segundo término de la diferencia en condiciones normales de operación (producto de la masa de SSDR más su masa añadida por la frecuencia al cuadrado) con valores de frecuencia altos o periodos de ola bajos. Por tanto una disminución de la superficie en la flotación disminuye el desplazamiento vertical durante la arfada, aunque compromete la estabilidad.
3. Un aumento en el desplazamiento y masa añadida, disminuye el desplazamiento vertical durante la arfada para valores bajos del periodo de ola.
4. Un decremento en la frecuencia de la ola, o lo que es lo mismo, a periodos de ola elevados, disminuye la influencia de desplazamiento y masa añadida, y aumenta la influencia del primer término de la diferencia del denominador, superficie en la flotación. Por tanto para valores de periodos de ola altos, un incremento de la superficie en la flotación disminuye el desplazamiento vertical durante la arfada.
5. El desplazamiento vertical de arfada está en fase con la velocidad de propagación lineal del tren de olas

Analizando las Ec. 44 y Ec. 44 para la fuerza de arfada se puede concluir:

1. El bracing y otros apéndices con planos perpendiculares aumenta el valor absoluto de la fuerza en arfada.
2. Cuanto más profundos se sitúen los volúmenes sumergidos con planos horizontales, menor será su contribución a la fuerza de arfada, al minimizarse e^z .

2. CONTRIBUCIÓN DEL CABECEO EN OLAS EN EL MOVIMIENTO DE ARFADA EN SEMI-SUMERGIBLES.

Consideremos las mismas restricciones geométricas y de operación que en el apartado anterior.

Conforme a la teoría regular de olas, la ecuación de cabeceo del dentro de gravedad, no amortiguado, en el dominio de la fuerza y la masa y despreciando el efecto de acoplamiento debido al avance (se supone en operación, quasi-estática), se puede expresar como:

$$F_5^{SSDR}(t) = (I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \frac{d^2 \eta_5^G}{dt^2} + C_{55}^{SSDR} \cdot \eta_5^G \quad \text{Ec. 46}$$

donde:

$F_5^{SSDR}(t)$ = Momento de cabeceo excitado por la ola sobre la SSDR.

I_5^{SSDR} = Momento de inercia de las masas de la semi-sumergible respecto del cdg de la SSDR.

A_{55}^{SSDR} = Momento añadido en cabeceo del flotador de SSDR en inmersión.

η_5^G = giro en el eje y que pasa por el centro de gravedad de la SSDR inducido por la ola. Cabeceo.

C_{33}^{SSDR} = coeficiente de restauración de cabeceo de SSDR.

El coeficiente de restauración en cabeceo tiene origen en consideraciones hidrostáticas. Su valor se refirió en la Ec. 10 :

$$C_{55}^{SSDR} = \rho \cdot g \cdot V^{SSDR} \cdot GM_L = g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L \quad \text{Ec. 47}$$

Donde V^{SSDR} , Δ^{SSDR} y GM_L son respectivamente el volumen sumergido, desplazamiento y el radio metacéntrico longitudinal de la SSDR en el calado de operación.

2.1. MOMENTO AÑADIDO EN CABECEO.

El momento añadido en cabeceo A_{55} se obtiene desde la teoría diferencial de olas, estudiando la fuerza oscilante que produce el cabeceo η_5 y el momento resultante en la semi-sumergible.

Las soluciones encontradas por Salvesen al momento añadido en cabeceo, A_{55} , para la teoría diferencial de ola tiene la forma:

$$A_{55} = \int_L x^2 \cdot A_{33}^{2D}(x) dx + \frac{U^2}{\omega_e^2} \cdot A_{33}$$

Considerando que la SSDR en operación está estática, podremos hacer $U = 0$, con lo que:

$$A_{55}^{SSDR} = \int_L x^2 \cdot A_{33}^{2D}(x) dx \quad \text{Ec. 48}$$

2.1.1. MOMENTO AÑADIDO EN CABECEO PARA LOS PONTONES

Un elemento diferencial de eslora en un pontón paralelo a la propagación de la ola, estará expuesto a una aceleración vertical debida a la oscilación forzada del cabeceo por la ola:

$$\ddot{w}_p = -x \cdot \ddot{\eta}_5$$

La aceleración es de sentido contrario al desplazamiento de arfada s/ teoría lineal de olas. Esta aceleración crea una fuerza vertical en el elemento diferencial de eslora de pontones, de valor:

$$dF_{35}^p = -A_{33p}^{2D} \cdot x \cdot \ddot{\eta}_5 \cdot dx$$

Esta fuerza, a su vez, provoca un momento de cabeceo alrededor del eje “Y” que pasa por el centro de gravedad que evaluado a lo largo de la eslora de ambos pontones tendría el valor:

$$F_{55}^p = -2 \cdot \int_{-Lp/2}^{Lp/2} A_{33p}^{2D} \cdot x^2 \cdot dx \cdot \ddot{\eta}_5$$

Por comparación con [Ec. 48](#)

$$A_{55}^p = -2 \cdot \int_{-Lp/2}^{Lp/2} A_{33p}^{2D} \cdot x^2 \cdot dx$$

Resolviendo:

$$A_{55}^p = -\frac{2}{3} \cdot A_{33p}^{2D} \cdot \left(\left(-\frac{Lp}{2} \right)^3 - \left(\frac{Lp}{2} \right)^3 \right)$$

El momento añadido de pontones en cabeceo es:

$$A_{55}^p = \frac{1}{6} \cdot A_{33p}^{2D} \cdot L_p^3 \quad \text{Ec. 49}$$

2.1.2. MOMENTO AÑADIDO EN CABECEO PARA EL BRACING

En el caso del bracing sumergido, la distancia entre el centro de áreas de su sección transversal y el cdg de la SSSDR es constante. Con esto se podría escribir:

$$\ddot{w}_b = -cte \cdot \ddot{\eta}_5$$

$$dF_{35}^b = -A_{33b}^{2D} \cdot cte \cdot \ddot{\eta}_5 \cdot dx$$

Sustituyendo el valor de la *cte* por las distancias entre el eje de bracing y cdg de SSDR, x_b^i , multiplicando por la manga del bracing para considerar la masa total y considerando para todos los elementos de bracing tienen la misma sección transversal:

$$F_{55}^b = -A_{33b}^{2D} \cdot B_b^i \cdot \left(\sum_{i=1}^{i=2n} (x_b^i)^2 \right) \cdot \ddot{\eta}_5$$

Por comparación con [Ec. 48](#)

$$A_{55}^b = A_{33b}^{2D} \cdot \sum_{i=1}^{i=2n} B_b^i \cdot (x_b^i)^2 \quad \text{Ec. 50}$$

Conforme a [Fig. 1](#),

$$x_b^1 = -\frac{1}{2} \cdot d_c - d_b$$

$$x_b^2 = \frac{1}{2} \cdot d_c + d_b$$

El momento añadido en cabeceo sobre el bracing será:

$$A_{55}^b = n \cdot A_{33b}^{2D} \cdot B_b \cdot \left(\left(-\frac{d_c}{2} - d_b \right)^2 + \left(\frac{d_c}{2} + d_b \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 51}$$

Operando:

$$A_{55}^b = n \cdot A_{33b}^{2D} \cdot B_b \cdot \left(\frac{d_c^2}{2} - 2 \cdot d_b^2 \right)$$

2.1.3. MOMENTO AÑADIDO EN LAS COLUMNAS DURANTE EL CABECEO

Un elemento diferencial de puntal “dz” en una de las columnas estará expuesta a una aceleración horizontal durante la excitación al cabeceo (s/ Fig. 1):

$$\ddot{w}_c = -|z - z_g| \cdot \ddot{\eta}_5$$

Esta aceleración provoca una fuerza horizontal en el elemento de torre:

$$dF_{15}^c = -A_{11c}^{2D} \cdot |z - z_g| \cdot \ddot{\eta}_5 \cdot dz$$

A_{11c}^{2D} es la masa añadida en la columna en el eje horizontal, masa añadida en avance. Conforme a DNV-RP-H103,

$$A_{ij}^{2D} = \rho \cdot C_a \cdot A_R$$

donde:

C_A = coeficiente de masa añadida

A_R = Área de referencia

Las secciones transversales de columnas de SSDRs actuales son rectangulares con cantos redondeados, de dimensiones 2a x 2b, donde a es la semi-dimensión del lado perpendicular al movimiento. Para una sección rectangular el área de referencia es:

$$A_R = \pi \cdot a^2 = \pi \cdot \frac{b_c^2}{4}$$

donde b_c = manga de la columna.

El coeficiente de masa añadida C_A depende de las dimensiones, a y b. para una sección cuadrada, a = b, el valor de C_A = 1.51

dF_{15}^c , provoca un momento de cabeceo alrededor del eje “Y” que pasa por el centro de gravedad que evaluado a lo largo del puntal sumergido de las cuatro torres tendría el valor:

$$F_{51}^c = -4 \cdot \int_{z_t}^0 A_{11c}^{2D} \cdot (z - z_g)^2 \cdot dz \cdot \ddot{\eta}_5$$

Por comparación con Ec. 45

$$A_{55}^c = -4 \cdot \int_{z_t}^0 A_{11c}^{2D} \cdot (z - z_g)^2 \cdot dz \quad \text{Ec. 52}$$

Resolviendo:

$$A_{55}^c = -4 \cdot A_{11c}^{2D} \cdot \left[\frac{z^3}{3} - z_g \cdot z^2 + z_g^2 \cdot z \right]_{z_t}^0$$

Sustituyendo:

$$A_{55}^c = -4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{b_c^2}{4} \cdot C_A \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right] \quad \text{Ec. 53}$$

z_t se introduce con valor negativo al estar en inmersión, con lo que la masa añadida en cabeceo se mantiene positiva.

2.1.4. MOMENTO AÑADIDO TOTAL EN CABECEO

El momento añadido total en cabeceo será la suma de los momentos añadidos de los elementos sumergidos.

$$A_{55}^{SSDR} = A_{55}^p + A_{55}^b + A_{55}^c$$

$$A_{55}^{SSDR} = \frac{1}{6} \cdot A_{33p}^{2D} \cdot L_p^3 + A_{33b}^{2D} \cdot \sum_{i=1}^{i=2n} B_b^i \cdot (x_b^i)^2 - 4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{b_c^2}{4} \cdot C_A \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right] \quad \text{Ec. 54}$$

2.2. MOMENTO DE INERCIA DE MASAS DE SSDR EN CABECEO RESPECTO AL CENTRO DE GRAVEDAD.

El momento de inercia de masas en las etapas previas de proyecto no se puede conocer al no tener computadas propiamente todas las masas de la semi-sumergible y su posición espacial. Por tanto se ha de estimar.

Recomendaciones en la Ref 1, sugieren tomar el momento de inercia de masas en cabeceo igual al valor de la masa añadida en cabeceo,

$$I_5^{SSDR} = A_{55}^{SSDR} \quad \text{Ec. 55}$$

Otra solución es obtener el momento de inercia del radio de giro en cabeceo, mediante la expresión:

$$I_5^{SSDR} = \Delta^{SSDR} \cdot r_{pitch}^2 \quad \text{Ec. 56}$$

Donde

$\Delta^{SSDR} = \rho \cdot \nabla^{SSDR}$ = desplazamiento de la SSDR en calado de operación

∇^{SSDR} = volumen sumergido de la SSDR en calado de operación

r_{pitch} = radio de giro de las masas en cabeceo respecto del cdg de la SSDR

El radio de giro varía con el calado operativo, al incluir el efecto del lastre en tanques. Hay publicaciones donde se pueden conocer los límites entre los que se pueden encontrar los radios de giro de buques y embarcaciones por tipo, y también para SSDRs.

De la base de datos utilizada para el proyecto, se ha extraído una regresión de entre los datos disponibles para calados operativos (entendido este al calado de perforación), que se encuentra en torno a los 20 m. en la Fig 2. se incluye gráfico con la expresión de la regresión.

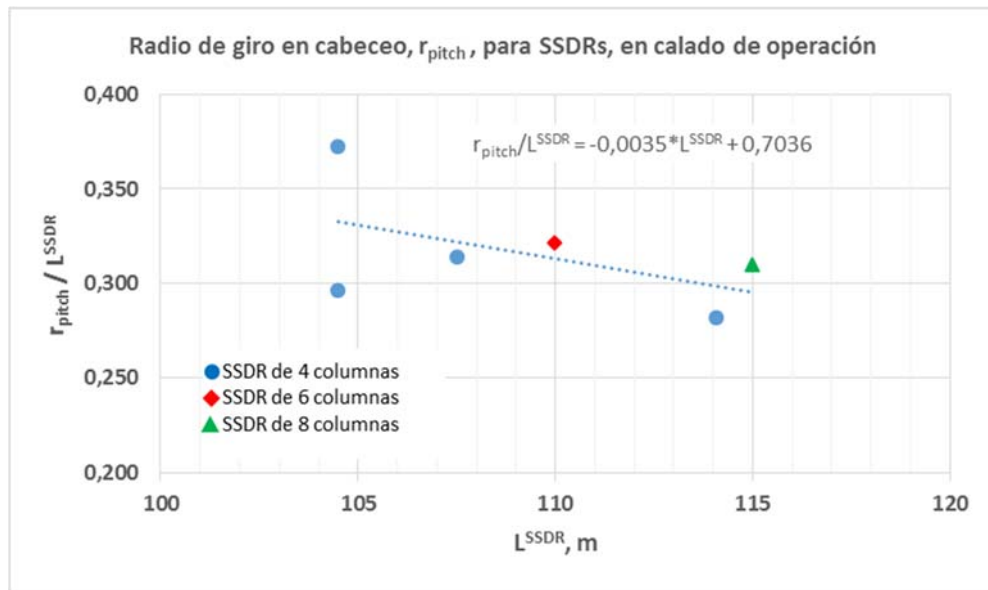


Fig. 2. Radio de giro para cabeceo en función de la eslora para SSDRs de 6ª generación

Los valores de r_{pitch}/L^{SSDR} se encuentran en torno a 0.30.

Considerando la regresión, y que $L^{SSDR} = L_p$, el momento de inercia se puede calcular con la siguiente expresión:

$$I_5^{SSDR} = \Delta^{SSDR} \cdot (0.07036 \cdot L_p - 0.0035 \cdot L_p^2)^2 \quad \text{Ec. 57}$$

2.3. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN PONTONES CON MAR DE POPA.

La fuerza vertical de arfada inducida por el movimiento de la ola, Ec. 11, provoca un momento respecto del cdg de la semi-sumergible en el eje “Y” de valor:

$$dF_{5-x}^{pi} = dF_{3-x}^{pi} \cdot x = (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot a_{3-x} \cdot x \cdot dx \quad \text{Ec. 58}$$

Integrando para toda la eslora de pontón, entre x_1 y x_2 , tendremos el valor total del momento para los dos pontones. Como $x_1 = -x_2$ y $z = z_p$ tendremos:

$$F_{5-x}^p(t) = -2 \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \int_{-x_2}^{x_2} x \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) \cdot dx$$

La solución de la integral es

$$\int_{-x_2}^{x_2} x \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) \cdot dx = \frac{1}{k^2} \cdot [k \cdot x \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) + \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x)]_{-x_2}^{x_2}$$

Sustituimos el coseno de la diferencia para resolver,

$$\begin{aligned} -x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot (-x_2)) &= -x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot (-x_2)) + (-x_2) \cdot k \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot (-x_2)) \\ &= -x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) + x_2 \cdot k \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot x_2) \end{aligned}$$

$$x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2) = x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) + x_2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot x_2)$$

La suma en cosenos será:

$$-x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot (-x_2)) - x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2) =$$

$$= -x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) + \cancel{x_2 \cdot k \cdot \sin(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot x_2)} - x_2 \cdot k \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) \\ - \cancel{x_2 \cdot k \cdot \sin(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot x_2)} = -2 \cdot k \cdot x_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2)$$

Sustituimos el seno de la diferencia para resolver,

$$\begin{aligned} \sin(\omega \cdot t - k \cdot (-x_2)) &= \sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot (-x_2)) - \sin(k \cdot (-x_2)) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ &= \sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) + \sin(k \cdot x_2) \cdot \cos(\omega \cdot t) \end{aligned}$$

$$\sin(\omega \cdot t - k \cdot x_2) = \sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) - \sin(k \cdot x_2) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

La suma en senos será:

$$\begin{aligned} \sin(\omega \cdot t - k \cdot (-x_2)) - \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_2) &= \\ &= \cancel{\sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2)} + \sin(k \cdot x_2) \cdot \cos(\omega \cdot t) - \cancel{\sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2)} + \sin(k \cdot x_2) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ &= 2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot x_2) \end{aligned}$$

El valor de la integral resulta:

$$\begin{aligned} \int_{-x_2}^{x_2} \sin(\omega \cdot t - k \cdot x) \cdot x \cdot dx &= \frac{1}{k^2} \cdot [-2 \cdot k \cdot x_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_2) + \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot x_2)] = \\ &= -\frac{2}{k} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[x_2 \cdot \cos(k \cdot x_2) - \frac{1}{k} \cdot \sin(k \cdot x_2) \right] \end{aligned}$$

Por tanto el valor del momento inducido sobre los pontones:

$$F_{5-x}^p(t) = \frac{4}{k} \cdot (\rho \cdot A_P + A_{33p}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[x_2 \cdot \cos(k \cdot x_2) - \frac{1}{k} \cdot \sin(k \cdot x_2) \right]$$

Sustituyendo para aguas de profundidad infinita

$$k = \frac{\omega^2}{g}$$

y considerando un pontón de sección constante,

$$x_2 = \frac{L_p}{2}$$

El momento de cabeceo inducido por pontones resulta:

$$F_{5-x}^p(t) = 4 \cdot g \cdot (\rho \cdot A_P + A_{33p}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{L_p}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \sin\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) \right] \quad \text{Ec. 59}$$

2.4. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN BRACING CON MAR DE POPA.

La fuerza vertical de arfada inducida por el movimiento de la ola sobre el bracing sumergido, [Ec. 21](#), induce un momento de cabeceo respecto del eje "Y" en el cdg de la semi-sumergible, de valor:

$$F_{5-x}^b(t) = -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot (x_b \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_b) + (-x_b) \cdot \sin(\omega \cdot t + k \cdot x_b)) \quad \text{Ec. 60}$$

Donde x_b es la distancia desde el cdg de SSDR al centro de áreas de la sección del bracing sumergido, que se mantiene constante. Para el bracing de popa, toma valor negativo.

Resolviendo la suma de senos como:

$$x_b \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_b) = x_b \cdot \sin(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b) - x_b \cdot \sin(k \cdot x_b) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$(-x_b) \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b) = -x_b \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot x_b) + (-x_b) \cdot \text{sen}(k \cdot x_b) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$x_b \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b) + (-x_b) \cdot \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot x_b) = -2 \cdot x_b \cdot \text{sen}(k \cdot x_b) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Sustituyendo en Ec. 60,

$$F_{5-x}^b(t) = 2 \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot B_b \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot x_b \cdot \text{sen}(k \cdot x_b) \quad \text{Ec. 61}$$

Para aguas de profundidad infinita

$$\omega^2 = g \cdot k$$

y sabiendo que

$$M_b = \rho \cdot A_b \cdot B_b \quad y \quad A_{33b} = A_{33b}^{2D} \cdot B_b$$

se obtiene

$$F_{5-x}^b(t) = 2 \cdot g \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot x_b \cdot \text{sen}(k \cdot x_b)$$

En el caso que haya varias líneas paralelas de bracing, agrupadas por parejas (n) respecto a la maestra con la misma sección transversal, la contribución total se podrá escribir como:

$$F_{5-x}^b(t) = 2 \cdot g \cdot n \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (x_{b-i} \cdot \text{sen}(k \cdot x_{b-i})) \quad \text{Ec. 62}$$

En Ec. 62, M_b y A_{33b} son el desplazamiento y la masa añadida de un solo elemento de bracing entre columnas.

En el caso representado en la Fig. 1,

$n = 2$, cuatro elementos de bracing de la misma sección transversal

$$x_{b-1} = \frac{1}{2} \cdot d_c - d_b$$

$$x_{b-2} = \frac{1}{2} \cdot d_c + d_b$$

El momento total será

$$F_{5-x}^b(t) = 4 \cdot g \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\left(\frac{d_c}{2} - d_b \right) \cdot \text{sen} \left(k \left(\frac{d_c}{2} - d_b \right) \right) + \left(\frac{d_c}{2} + d_b \right) \cdot \text{sen} \left(k \left(\frac{d_c}{2} + d_b \right) \right) \right] \quad \text{Ec. 63}$$

2.5. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LAS FUERZAS DE ARFADA EXCITADAS POR LA OLA EN COLUMNAS CON MAR DE POPA

La fuerza vertical de arfada inducida por el movimiento de la ola sobre la sección de columnas sumergida, induce un momento de cabeceo respecto del eje "Y" que pasa por el cdg de la semi-sumergible, de valor:

$$F_{5-x}^c = F_{3-x}^{c-pr} \cdot x_{pr} + F_{3-x}^{c-pp} \cdot x_{pp} \quad \text{Ec. 64}$$

Donde x_{pp} y x_{pr} son las distancias desde el centro de la sección transversal de la base de columnas sobre pontones a proa y popa respecto del eje "Y" que pasa por el cdg de la SSDR.

Tomando F_{3-x}^{c-pr} y F_{3-x}^{c-pp} con la expresión calculada en la Ec. 28, y sustituyendo los valores

$$x_{pr} = \frac{d_c}{2} \quad y \quad x_{pp} = -\frac{d_c}{2}$$

el valor del momento inducido de cabeceo por la fuerza de arfada en las torres será:

$$F_{5-x}^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \left[\frac{d_c}{2} \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2} \right) + \left(-\frac{d_c}{2} \right) \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \right] \quad \text{Ec. 65}$$

Resolviendo la diferencia de senos como:

$$\begin{aligned} \frac{d_c}{2} \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2} \right) &= \frac{d_c}{2} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) - \frac{d_c}{2} \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ \left(-\frac{d_c}{2} \right) \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2} \right) &= -\frac{d_c}{2} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) - \frac{d_c}{2} \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \cdot \cos(\omega \cdot t) \end{aligned}$$

$$\frac{d_c}{2} \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2} \right) + \left(-\frac{d_c}{2} \right) \cdot \text{sen} \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2} \right) = -d_c \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Sustituyendo en Ec. 65, obtendremos el valor del momento de cabeceo sobre las torres debido a las fuerzas de arfada.

$$F_{5-x}^c(t) = -2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot d_c \cdot \text{sen} \left(k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 66}$$

donde A_c es la sección transversal en la base de una columna y suponiendo las cuatro con la misma sección.

2.6. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO POR LAS FUERZAS HORIZONTALES EXCITADAS POR LA OLA DE POPA EN COLUMNAS.

La fuerza horizontal excitada por la ola de popa a lo largo del eje "X" sobre las columnas se podrá aproximar mediante

$$dF_{1-x}^{ci} \approx (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot a_{1-x} \cdot dz \quad \text{Ec. 67}$$

donde

$$a_{1-x} = \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x)$$

es la aceleración horizontal derivada de la teoría lineal, de una partícula en la ola a una profundidad z y una distancia x desde el cdg de la SSDR. La distancia horizontal entre el centro del área transversal de columnas y el cdg de la SSDR permanece cte para columnas de sección cte. Los valores de la aceleración en las columnas de proa y popa serán respectivamente:

$$\begin{aligned} a_{1-x}^{c-pr} &= \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \\ a_{1-x}^{c-pp} &= \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \end{aligned}$$

Sustituyendo en Ec. 67, la fuerza horizontal en una sección transversal de columnas a una profundidad z será:

$$dF_{1-x}^c = 2 \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \left[\cos \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2} \right) + \cos \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2} \right) \right] \cdot dz \quad \text{Ec. 68}$$

Resolviendo la suma de cosenos como:

$$\cos(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}) = \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_c}{2}) + \sin(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot \frac{d_c}{2})$$

$$\cos(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}) = \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_c}{2}) - \sin(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot \frac{d_c}{2})$$

$$\cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}\right) + \cos\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}\right) = 2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_c}{2})$$

Sustituyendo en Ec. 68

$$dF_{1-x}^c = 4 \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_c}{2}) \cdot dz$$

Para aguas de profundidad infinita

$$\omega^2 = g \cdot k$$

Con lo que:

$$dF_{1-x}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_c}{2}) \cdot dz$$

dF_{1-x}^c induce un momento de cabeceo respecto del eje “Y” que pasa por el cdg de la SSDR de valor:

$$dF_{51-x}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot (z - z_g) \cdot dz \quad \text{Ec. 69}$$

donde $(z - z_g)$ representa el brazo de momento entre la sección de torre considerada y el cdg de la SSDR, s/[Fig. 1](#). Integrando Ec. 69 entre la base de la columna y la superficie, tendremos el momento inducido total por la fuerza horizontal en cabeceo.

$$F_{51-x}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \int_{z_t}^0 (z - z_g) \cdot e^{k \cdot z} \cdot dz \quad \text{Ec. 70}$$

donde:

$$\begin{aligned} \int_{z_t}^0 (z - z_g) \cdot e^{k \cdot z} \cdot dz &= \frac{1}{k^2} \cdot \left[[k \cdot (z - z_g) - 1] \cdot e^{kz} \right]_{z_t}^0 \\ &= \frac{1}{k^2} \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{kz_t} - [k \cdot (0 - z_g) - 1] \cdot e^{k \cdot 0} \right] \\ &= \frac{1}{k^2} \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{kz_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \end{aligned}$$

Sustituyendo:

$$F_{51-x}^c = 4 \cdot \frac{1}{k} \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{kz_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \quad \text{Ec. 71}$$

2.7. CABECEO INDUCIDO POR LA OLA RESPECTO DEL CDG DE LA SSDR

La SSDR rotará respecto del eje “Y” que pasa por su cdg como consecuencia de los momentos generados por las fuerzas verticales y horizontales inducidas por la ola en los diferentes miembros sumergidos, generando

cabeceo. El ángulo variará con la misma onda producida por la frecuencia de excitación. Por tanto podremos escribir:

$$\eta_5^G(t) = |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 72}$$

Donde

$$|\eta_5^G| = \text{amplitud de onda.}$$

En este caso, al estar refiriendo el estudio respecto del cdg de la SSDR, $|\eta_5^G|$ será la amplitud del ángulo de cabeceo de la SSDR referido en la Ec. 46.

$\eta_5^G(t)$ será el ángulo instante t respecto a la posición inicial, adrizado, respecto del cdg de la SSDR bajo la acción de la ola de popa.

Derivando η respecto al tiempo, tendremos la velocidad angular del cdg de la SSDR.

$$\frac{d\eta_5^G}{dt} = -\omega \cdot |\eta_5^G| \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 73}$$

Y derivando Ec. 73 nuevamente obtendremos la aceleración angular en cabeceo:

$$\frac{d^2\eta_5^G}{dt^2} = -\omega^2 \cdot |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 74}$$

Sustituyendo en la Ec. 46 las Ec. 47, Ec. 72 & Ec. 74:

$$F_{5-X}^{SSDR}(t) = - (I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \omega^2 \cdot |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) + g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L \cdot |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Agrupando:

$$F_{5-X}^{SSDR}(t) = |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L - (I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \omega^2 \right]$$

Despejando se calcula el ángulo de cabeceo en función del tiempo.

$$\eta_5^{GSSDR}(t) = |\eta_5^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{F_{5-X}^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L - (I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 75}$$

El momento generador de cabeceo por efecto de olas será la suma de los momentos actuantes sobre los elementos sumergidos, para mar de popa:

$$F_{5-X}^{SSDR}(t) = F_{5-x}^p(t) + F_{5-x}^b(t) + F_{5-x}^c(t) + F_{51-x}^c(t)$$

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} F_{5-X}^{SSDR}(t) = & 4 \cdot g \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{L_p}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \sin\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) \right] + \\ & + 2 \cdot g \cdot n \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (x_{b-i} \cdot \sin(k \cdot x_{b-i})) - \\ & - 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot d_c \cdot \sin\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t) + \\ & + 4 \cdot \frac{1}{k} \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{k z_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \end{aligned}$$

Agrupando:

$$F_{5-X}^{SSDR}(t) = 4 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[e^{k \cdot z_p} \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \left[\frac{L_p}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{L_p}{2}\right) \right] + \frac{1}{2} \cdot n \cdot k \cdot (M_b + A_{33b}) \cdot e^{k \cdot z_b} \right. \\ \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (x_{b-i} \cdot \text{sen}(k \cdot x_{b-i})) - \frac{1}{2} \cdot A_c \cdot \rho \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot d_c \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) + \frac{1}{k} \\ \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{d_c}{2}\right) \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{k \cdot z_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \left. \right] \quad \text{Ec. 76}$$

Analizando la Ec. 75 se puede concluir:

1. El denominador está dominado por el producto $(I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \omega^2$. Por tanto el ángulo de cabeceo aumenta cuando disminuye la frecuencia o aumenta el periodo del tren de olas y disminuye cuando aumenta la frecuencia o disminuye el periodo del tren de olas.
2. El incremento del momento de inercia de masas longitudinal, o lo que es lo mismo, el radio de giro longitudinal, disminuye el ángulo de cabeceo. Esto está relacionado con la distribución longitudinal de masas, por tanto, a mayor eslora de la SSDR, menor ángulo de cabeceo.
3. El incremento de masa añadida en cabeceo, disminuye el ángulo de cabeceo.
4. El primer término del denominador representa la rigidez de la plataforma al cabeceo, coeficiente de restauración. Para un calado dado y periodos de oscilación bajos, mantener valores de altura metacéntrica longitudinal bajos, disminuye el ángulo de cabeceo.
5. El ángulo de cabeceo está desfasado $\pi/2$ respecto al desplazamiento vertical de arfada, Ec. 43.
6. El ángulo de cabeceo está desfasado $\pi/2$ respecto a la velocidad de propagación lineal del tren de olas.

3. CONTRIBUCIÓN DEL BALANCE AL MOVIMIENTO DE ARFADA EN SEMI-SUMERGIBLES.

Para el desarrollo del siguiente apartado se consideraran semi-sumergibles en calado de operación, pontones totalmente sumergidos y flotando en sección de columnas, con simetría respecto a los dos ejes del plano de flotación, crujía y maestra. Asimismo se considerará que la SSDR opera en aguas de profundidad infinita.

En un mar de costado y conforme a la teoría regular de olas, la ecuación del movimiento de balance del dentro de gravedad, no amortiguado, en el dominio de la fuerza y la masa y despreciando cualquier acoplamiento con el resto de movimientos respecto a los ejes principales, se puede expresar como:

$$F_4^{SSDR}(t) = (I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \frac{d^2 \eta_4^G}{dt^2} + C_{44}^{SSDR} \cdot \eta_4^G \quad \text{Ec. 77}$$

donde:

$F_4^{SSDR}(t)$ = Momento de balance excitado por la ola sobre la SSDR

I_4^{SSDR} = Momento de inercia de las masas de la semi-sumergible respecto del cdg de la SSDR alrededor del eje X.

A_{44}^{SSDR} = momento añadido en balance del flotador de SSDR en inmersión.

η_4^G = giro en el eje X que pasa por el centro de gravedad de la SSDR inducido por la ola. Balance.

C_{44}^{SSDR} = coeficiente de restauración en balance de SSDR

El coeficiente de restauración en balance tiene origen en consideraciones hidrostáticas. Su valor se refirió en la Ec. 9:

$$C_{44}^{SSDR} = \rho \cdot g \cdot V^{SSDR} \cdot GM_T = g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T \quad \text{Ec. 78}$$

Donde GM_T es el radio metacéntrico transversal de la SSDR en el calado de operación.

3.1. MOMENTO AÑADIDO EN BALANCE.

El momento añadido en balance A_{44} se obtiene desde la teoría diferencial de olas, estudiando la fuerza oscilante que produce el balance η_4 y el momento resultante en la semi-sumergible.

Las soluciones encontradas por Salvesen al momento añadido en balance, A_{44} , para la teoría diferencial de ola tiene la forma:

$$A_{44} = \int_B y^2 \cdot A_{33}^{2D}(y) dy + \frac{U^2}{\omega_e^2} \cdot A_{33}$$

Considerando que la SSDR en operación está estática, podremos hacer $U = 0$, con lo que:

$$A_{44}^{SSDR} = \int_B y^2 \cdot A_{33}^{2D}(y) dy \quad \text{Ec. 79}$$

3.1.1. MOMENTO AÑADIDO EN BALANCE PARA LOS PONTONES

Un elemento diferencial de eslora en un pontón perpendicular a la propagación de la ola, estará expuesto a una aceleración vertical debida a la oscilación forzada del balance por la ola. Esta aceleración vertical es el producto de la aceleración angular por un radio medido como la distancia horizontal desde el cdg de SSDR al centro del área de la sección transversal del pontón:

$$\ddot{w}_p = -y \cdot \ddot{\eta}_4$$

Esta es de sentido contrario al desplazamiento de arfada s/ teoría lineal de olas. Esta aceleración crea una fuerza vertical en el elemento diferencial de eslora de pontones, de valor:

$$dF_{34}^p = -A_{33p}^{2D} \cdot y \cdot \ddot{\eta}_4 \cdot dy$$

Esta fuerza, a su vez, provoca un momento de balance alrededor del eje "X" que pasa por el centro de gravedad de valor:

$$dF_{44}^p = -A_{33p}^{2D} \cdot y^2 \cdot \ddot{\eta}_4 \cdot dy$$

La evaluación de este momento para toda la eslora del ponton sería:

$$F_{44}^p = -L_p \cdot \int_B y^2 \cdot A_{33}^{2D}(y) dy \cdot \ddot{\eta}_4$$

Comparando con la Ec. 76, se obtiene.

$$A_{44}^p = L_p \cdot \int_B y^2 \cdot A_{33}^{2D}(y) dy$$

Los pontones tienen sección constante a lo largo de su eje ($A_{33}^{2D}(y) = cte = A_{33}^{2D}$), y este eje es paralelo al eje principal "X", por tanto la distancia entre el centro de la sección transversal y el cdg de la SSDR es cte y de valor

y_p^i . Por tanto la integral será la integral de una cte, con lo que evaluando para los dos pontones equidistantes del cdg de SSDR:

$$A_{44}^{pi} = 2 \cdot A_{33p}^{2D} \cdot L_p^i \cdot (y_p^i)^2 \quad \text{Ec. 80}$$

Conforme a Fig. 1

$$y_p^1 = -\frac{1}{2} \cdot d_p$$

$$y_p^2 = \frac{1}{2} \cdot d_p$$

El momento añadido en cabeceo sobre los pontones será:

$$A_{44}^p = -2 \cdot A_{33p}^{2D} \cdot L_p \cdot \left(\left(-\frac{d_p}{2} \right)^2 + \left(\frac{d_p}{2} \right)^2 \right)$$

Operando:

$$A_{44}^p = A_{33p}^{2D} \cdot L_p \cdot d_p^2 \quad \text{Ec. 81}$$

3.1.2. MOMENTO AÑADIDO EN CABECEO PARA EL BRACING

Un elemento diferencial de longitud (manga) en el bracing paralelo a la propagación de la ola, estará expuesto a una aceleración vertical debida a la oscilación forzada del balance por la ola:

$$\ddot{w}_b = -y \cdot \ddot{\eta}_4$$

Esta aceleración crea una fuerza vertical en el elemento diferencial de valor:

$$dF_{34}^b = -A_{33b}^{2D}(y) \cdot y \cdot \ddot{\eta}_4 \cdot dy$$

A su vez, esta fuerza induce un momento de balance alrededor del eje "X" que pasa por el cdg de la SSDR, que evaluado en toda la longitud del bracing tiene el valor:

$$F_{44}^b = - \int_{-B_b/2}^{B_b/2} A_{33b}^{2D}(y) \cdot y^2 \cdot dy \cdot \ddot{\eta}_5$$

Por comparación con Ec. 79

$$A_{44}^b = - \int_{-B_b/2}^{B_b/2} A_{33b}^{2D}(y) \cdot y^2 \cdot dy$$

Resolviendo para secciones de bracing ctes:

$$A_{44}^b = -\frac{1}{3} \cdot A_{33b}^{2D} \cdot \left(\left(-\frac{B_b}{2} \right)^3 - \left(\frac{B_b}{2} \right)^3 \right)$$

El momento añadido en balance por el bracing será:

$$A_{44}^b = \frac{1}{12} \cdot A_{33b}^{2D} \cdot B_b^3 \quad \text{Ec. 82}$$

El bracing se dispone entre columnas simétricamente respecto a la cuaderna maestra. En el caso considerado de que tengan sección cte y que se dispongan "n" parejas de bracing simétricos en la maestra, la contribución total del bracing al momento añadido en balance será:

$$A_{44}^b = \frac{1}{6} \cdot n \cdot A_{33b}^{2D} \cdot B_b^3 \quad \text{Ec. 83}$$

3.1.3. MOMENTO AÑADIDO EN LAS COLUMNAS DURANTE EL BALANCE

Un elemento diferencial de puntal “dz” en una de las columnas estará expuesta a una aceleración horizontal durante la excitación al cabeceo (s/ Fig. 1):

$$\ddot{w}_c = -|z - z_g| \cdot \ddot{\eta}_5$$

Esta aceleración provoca una fuerza horizontal en el elemento de torre:

$$dF_{15}^c = -A_{22c}^{2D} \cdot |z - z_g| \cdot \ddot{\eta}_5 \cdot dz$$

A_{22c}^{2D} es la masa añadida en la columna en el eje horizontal “Y”, masa añadida en deriva. Conforme a DNV-RP-H103,

$$A_{ij}^{2D} = \rho \cdot C_a \cdot A_R$$

donde:

C_a = coeficiente de masa añadida

A_R = Área de referencia

Las secciones transversales de columnas de SSDRs actuales son rectangulares con cantos redondeados, de dimensiones $2a \times 2b$, donde a es la semi-dimensión del lado perpendicular al movimiento. Para una sección rectangular el área de referencia es:

$$A_R = \pi \cdot a^2 = \pi \cdot \frac{l_c^2}{4}$$

donde l_c = eslora de la columna.

Operando como en el apartado 8.3, se consigue el momento añadido en balance por las torres:

$$A_{44}^c = -4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{l_c^2}{4} \cdot C_a \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right] \quad \text{Ec. 84}$$

3.1.4. MOMENTO AÑADIDO TOTAL EN BALANCE

El momento añadido total en balance será la suma de los momentos añadidos de los elementos sumergidos.

$$A_{44}^{SSDR} = A_{44}^p + A_{44}^b + A_{44}^c$$

$$A_{55}^{SSDR} = A_{33p}^{2D} \cdot L_p \cdot d_p^2 + \frac{1}{6} \cdot n \cdot A_{33b}^{2D} \cdot B_b^3 - 4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{l_c^2}{4} \cdot C_a \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right] \quad \text{Ec. 85}$$

3.2. MOMENTO DE INERCIA DE MASAS DE SSDR EN BALANCE RESPECTO AL CENTRO DE GRAVEDAD.

El momento de inercia de masas en balance se puede obtener del radio de giro en balance, mediante la expresión:

$$I_4^{SSDR} = \Delta^{SSDR} \cdot r_{roll}^2 \quad \text{Ec. 86}$$

Donde

r_{roll} = radio de giro de las masas en balance respecto del cdg de la SSDR

De la base de datos utilizada para el proyecto, se ha extraído una regresión de entre los datos disponibles para calados operativos (entendido este al caldo de perforación), que se encuentra en torno a los 20 m. en la Fig 3. se incluye gráfico con la expresión de la regresión.

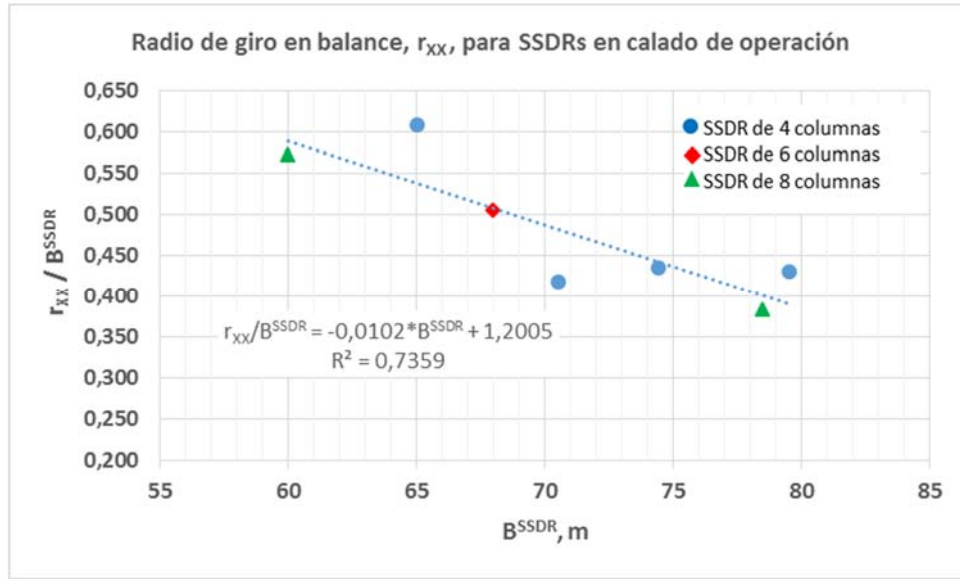


Fig. 3. Radio de giro para balance en función de la eslora para SSDRs de 6ª generación

Con estos datos y considerando que $B^{SSDR} = d_p + b_p$ (Fig. 1), manga medida en entre mamparos exteriores de pontones sumergidos, el momento de inercia se puede estimar con la siguiente expresión:

$$I_5^{SSDR} = \Delta^{SSDR} \cdot \left(1.2005 \cdot (d_p + b_p) - 0.0102 \cdot (d_p + b_p)^2 \right)^2 \quad \text{Ec. 87}$$

3.3. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN PONTONES CON MAR DE COSTADO.

La fuerza vertical de arfada inducida, calculada en el apartado 4. induce un momento de balance respecto del cdg de la semi-sumergible en el eje “X” de valor:

$$dF_{4-y}^{pi} = dF_{3-y}^{pi} \cdot y = (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}(x)) \cdot a_{3-y} \cdot y \cdot dy \quad \text{Ec. 88}$$

Al mantenerse cte. la sección transversal de pontón a lo largo de su eslora, $A_{33p}^{2D}(x) = A_{33p}^{2D}$.

Por ser paralelos los ejes de pontones entre sí y al eje de crujía, eje “X”, la distancia entre el eje de cada pontón al cdg de la SSDR, “y” es cte e igual a y_p^i . Por ser simétricos respecto de crujía se puede escribir:

$$|y_p^{er}| = |y_p^{br}| = |y_p|$$

El valor de la aceleración vertical de la ola en mar de costado sobre el centro de masas de una sección transversal de pontón será:

$$a_{3-y} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y)$$

Las aceleraciones en cada uno de los pontones serán:

$$a_{3-y}^{br} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p)$$

$$a_{3-y}^{er} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_p))$$

Sustituyendo para los dos pontones iguales y simétricos en Ec. 85,

$$dF_{4-y}^p = -(\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot |y_p| \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p) - \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_p))) \cdot dy$$

Quitando diferenciales, el momento de balance evaluado en toda la longitud de los pontones para mar de costado será:

$$F_{4-y}^p = -L_p \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot |y_p| \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p) - \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_p)))$$

Resolviendo la suma de senos como:

$$\begin{aligned} \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p) &= \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_p) - \text{sen}(k \cdot y_p) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_p)) &= \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_p) + \text{sen}(k \cdot y_p) \cdot \cos(\omega \cdot t) \end{aligned}$$

$$\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p) - \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot y_p) = -2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_p)$$

Sustituyendo en la suma de senos y las relaciones:

$$\begin{aligned} \omega^2 &= g \cdot k \\ M_p &= \rho \cdot A_p \cdot L_p \quad y \quad A_{33p} = A_{33p}^{2D} \cdot L_p \end{aligned}$$

El valor del momento de balance inducido en los pontones por mara de costado será:

$$F_{4-y}^p = 2 \cdot g \cdot k \cdot |y_p| \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_p) \quad \text{Ec. 89}$$

Sustituyendo el valor de y_p por $\frac{1}{2} \cdot d_p$, s/[Fig. 1](#):

$$F_{4-y}^p = g \cdot k \cdot d_p \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot \frac{d_p}{2})$$

3.4. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LA EXCITACIÓN DE LA OLA EN BRACING CON MAR DE COSTADO.

La fuerza vertical de arfada inducida por el movimiento de la ola en mar de costado sobre el bracing sumergido, [Ec. 32](#), induce un momento de balance respecto del eje "X" que pasa por el cdg de la semi-sumergible, de valor:

$$dF_{4-y}^b = (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot y \cdot dy \cdot a_{3-y} \quad \text{Ec. 90}$$

Donde y_b es la distancia desde el cdg de SSDR al centro de áreas de la sección del bracing sumergido.

El valor de la aceleración vertical de la ola en mar de costado sobre una sección diferencial transversal de bracing será:

$$a_{3-y} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y)$$

Sustituyendo:

$$dF_{4-y}^b = -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot y \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \cdot dy$$

Integrando entre los extremos del bracing, tendremos el momento de balance en un elemento de bracing:

$$F_{4-y}^b = -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \int_{y_1}^{y_2} y \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \cdot dy \quad \text{Ec. 91}$$

Considerando simetría del bracing respecto a crujía, se puede escribir:

$$y_1 = -y_2$$

La solución de la integral, sustituyendo los límites de integración será:

$$\int_{-y_2}^{y_2} y \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \cdot dy = \frac{1}{k} \cdot \left[y \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y) + \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \right]_{-y_2}^{y_2}$$

Sustituimos el coseno de la diferencia para resolver,

$$\begin{aligned} -y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot (-y_2)) &= -y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot (-y_2)) + (-y_2) \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot (-y_2)) \\ &= -y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2) + y_2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \\ y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_2) &= y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2) + y_2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \end{aligned}$$

La suma en cosenos será:

$$-y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot (-y_2)) - y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_2) = -2 \cdot y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2)$$

Sustituimos el seno de la diferencia para resolver,

$$\begin{aligned} \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_2)) &= \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot (-y_2)) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(k \cdot (-y_2)) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ &= \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2) + \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_2) &= \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \cdot \cos(\omega \cdot t) \end{aligned}$$

La suma en senos será:

$$\frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot (-y_2)) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_2) = \frac{2}{k} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_2)$$

El valor de la integral será:

$$\begin{aligned} \int_{-y_2}^{y_2} y \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \cdot dy &= \frac{1}{k} \cdot \left[-2 \cdot y_2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot y_2) + \frac{2}{k} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \right] = \\ &= -\frac{2}{k} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[y_2 \cdot \cos(k \cdot y_2) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \right] \end{aligned}$$

Sustituyendo en Ec. 91, el valor del momento de balance será:

$$F_{4-y}^b = (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \frac{2}{k} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[y_2 \cdot \cos(k \cdot y_2) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(k \cdot y_2) \right]$$

Considerando que se instalan elementos de bracing simétricos respecto a la cuaderna maestra, que “n” sea el número de pares de elementos simétricos, sustituyendo para aguas de profundidad infinita:

$$k = \frac{\omega^2}{g}$$

y considerando que los extremos de bracing se disponen simétricos respecto a crujía de dimensiones,

$$y_2 = \frac{B_b}{2}$$

El momento de balance será:

$$F_{4-y}^b = 4 \cdot n \cdot g \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{B_b}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) \right] \quad \text{Ec. 92}$$

3.5. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LAS FUERZAS DE ARFADA EXCITADAS POR LA OLA EN COLUMNAS CON MAR DE COSTADO.

La fuerza vertical de arfada inducida por el movimiento de la ola sobre la sección de columnas sumergida, induce un momento de balance respecto del eje "X" que pasa por el cdg de la semi-sumergible, de valor:

$$F_{4-y}^c = F_{3-y}^{c-br} \cdot y_{br} + F_{3-y}^{c-er} \cdot y_{er} \quad \text{Ec. 93}$$

Donde y_{er} e y_{br} son las distancias desde el centro de la sección transversal de la base de columnas sobre pontones a estribor y babor respecto del eje "X" que pasa por el cdg de la SSDR.

Tomando los valores de la fuerza inducida sobre la base de torres en mar de costado calculada en la Ec. 38, y sustituyendo los valores

$$y_{br} = \frac{B_b + b_c}{2} \quad y \quad y_{er} = -\frac{B_b + b_c}{2}$$

el valor del momento inducido de balance por la fuerza de arfada en las torres será:

$$F_{4-y}^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \frac{B_b + b_c}{2} \left(\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) - \text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) \right) \quad \text{Ec. 94}$$

Resolviendo la diferencia de senos como:

$$\begin{aligned} \text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) &= \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) - \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ \text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) &= \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) - \text{sen}\left(k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) \cdot \cos(\omega \cdot t) \end{aligned}$$

$$\text{sen}\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) - \text{sen}\left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) = -2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

Sustituyendo en Ec. 94, obtendremos el valor del momento de cabeceo sobre las torres debido a las fuerzas de arfada.

$$F_{4-y}^c(t) = -2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot (B_b + b_c) \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \quad \text{Ec. 95}$$

donde A_c es la sección transversal en la base de una columna y suponiendo las cuatro con la misma sección.

3.6. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR LAS FUERZAS HORIZONTALES EXCITADAS POR LA OLA DE COSTADO EN COLUMNAS.

La fuerza horizontal excitada por la ola de costado a lo largo del eje “Y” sobre las columnas se podrá aproximar mediante

$$dF_{1-y}^{ci} \approx (\rho \cdot A_c + A_{22}^{2D} c) \cdot a_{1-y} \cdot dz \quad \text{Ec. 96}$$

donde

$$a_{1-y} = \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y)$$

es la aceleración horizontal derivada de la teoría lineal, de una partícula en la ola a una profundidad z y una distancia y desde el cdg de la SSDR. La distancia horizontal entre el centro del área transversal de columnas y el cdg de la SSDR permanece cte para columnas de sección cte. Los valores de la aceleración en las columnas de estribor y babor serán respectivamente:

$$a_{1-y}^{c-br} = \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

$$a_{1-y}^{c-er} = \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right)$$

Sustituyendo en Ec. 96, la fuerza horizontal en una sección transversal de columna a una profundidad z será:

$$dF_{1-y}^c = 2 \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22}^{2D} c) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \left[\cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) \right] \cdot dz$$

Ec. 97

Resolviendo la suma de cosenos como:

$$\cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) = \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \sin\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$\cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) = \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) + \sin\left(k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$\cos\left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \cos\left(\omega \cdot t + k \cdot \left(-\frac{B_b + b_c}{2}\right)\right) = 2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right)$$

Sustituyendo en Ec. 97

$$dF_{1-y}^c = 4 \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22}^{2D} c) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot dz$$

Para aguas de profundidad infinita

$$\omega^2 = g \cdot k$$

Con lo que:

$$dF_{1-y}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22}^{2D} c) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot dz$$

dF_{1-y}^c induce un momento de balance respecto del eje “X” que pasa por el cdg de la SSDR de valor:

Ec. 98

$$dF_{41-y}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot (z - z_g) \cdot dz$$

donde $(z - z_g)$ representa el brazo de momento entre la sección de torre considerada y el cdg de la SSDR, s/[Fig. 1](#). Integrando [Ec. 98](#) entre la base de la columna y la superficie, tendremos el momento inducido total por la fuerza horizontal en cabeceo.

$$F_{41-y}^c = 4 \cdot k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \int_{z_t}^0 (z - z_g) \cdot e^{k \cdot z} \cdot dz \quad \text{Ec. 99}$$

donde:

$$\int_{z_t}^0 (z - z_g) \cdot e^{k \cdot z} \cdot dz = \frac{1}{k^2} \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{k z_t} + k \cdot z_g + 1 \right]$$

Sustituyendo:

$$F_{41-y}^c = 4 \cdot \frac{1}{k} \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{22c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{k z_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \quad \text{Ec. 100}$$

3.7. BALANCE INDUCIDO POR LA OLA RESPECTO DEL CDG DE LA SSDR

La SSDR rotará respecto del eje “X” que pasa por su cdg como consecuencia de los momentos generados por las fuerzas verticales y horizontales inducidas por la ola en los diferentes miembros sumergidos, generando balance y escora. El ángulo variará con la misma onda producida por la frecuencia de excitación. Por tanto podremos escribir:

$$\eta_4^G(t) = |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 101}$$

Donde

$$|\eta_4^G| = \text{amplitud de onda.}$$

En este caso, al estar refiriendo el estudio respecto del cdg de la SSDR, $|\eta_5^G|$ será la amplitud del ángulo de balance de la SSDR referido en la [Ec. 77](#).

$\eta_4^G(t)$ será el ángulo en el instante t respecto a la posición inicial, adrizado, respecto del cdg de la SSDR bajo la acción de la ola.

Derivando η respecto al tiempo, tendremos la velocidad angular del cdg de la SSDR.

$$\frac{d\eta_4^G}{dt} = -\omega \cdot |\eta_4^G| \cdot \sin(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 102}$$

Y derivando [Ec. 101](#) nuevamente obtendremos la aceleración angular en cabeceo:

$$\frac{d^2\eta_4^G}{dt^2} = -\omega^2 \cdot |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 103}$$

Sustituyendo en la [Ec. 77](#) las [Ec. 78](#), [Ec. 100](#) & [Ec. 102](#):

$$F_{4-Y}^{SSDR}(t) = - (I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \omega^2 \cdot |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) + g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T \cdot |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Agrupando:

$$F_{4-Y}^{SSDR}(t) = |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T - (I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \omega^2 \right]$$

Despejando se calcula el ángulo de cabeceo en función del tiempo.

$$\eta_4^{GSSDR}(t) = |\eta_4^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{F_{4-Y}^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T - (I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 104}$$

El momento generador de balance por efecto de olas será la suma de los momentos actuantes sobre los elementos sumergidos, para mar de costado:

$$F_{4-Y}^{SSDR}(t) = F_{4-Y}^p(t) + F_{4-Y}^b(t) + F_{4-Y}^c(t) + F_{41-Y}^c(t)$$

Sustituyendo:

$$\begin{aligned} F_{4-Y}^{SSDR}(t) = & 2 \cdot g \cdot k \cdot |y_p| \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin(k \cdot y_p) + \\ & + 4 \cdot n \cdot g \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{B_b}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \sin\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) \right] - \\ & - 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot (B_b + b_c) \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) + \\ & + 4 \cdot \frac{1}{k} \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot \left[[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{kz_t} + k \cdot z_g + 1 \right] \end{aligned}$$

Agrupando:

$$\begin{aligned} F_{4-Y}^{SSDR}(t) = & 4 \cdot g \cdot \xi_a \\ & \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot k \cdot |y_p| \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \sin(k \cdot y_p) + n \cdot (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) \cdot e^{k \cdot z_b} \right. \\ & \cdot \left[\frac{B_b}{2} \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) - \frac{1}{k} \cdot \sin\left(k \cdot \frac{B_b}{2}\right) \right] - \frac{1}{2} \cdot A_c \cdot \rho \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot (B_b + b_c) \cdot \sin\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \\ & \left. + 4 \cdot \frac{1}{k} \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \cos\left(k \cdot \frac{B_b + b_c}{2}\right) \cdot [[k \cdot (z_t - z_g) - 1] \cdot e^{kz_t} + k \cdot z_g + 1] \right] \end{aligned}$$

Ec. 105

Analizando la Ec. 104 se puede concluir:

7. El denominador está dominado por el producto $(I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \omega^2$. Por tanto el ángulo de escora aumenta cuando disminuye la frecuencia o aumenta el periodo del tren de olas y disminuye cuando aumenta la frecuencia o disminuye el periodo del tren de olas.
8. El incremento del momento de inercia de masas transversal, o lo que es lo mismo, el radio de giro transversal, disminuye el ángulo de escora. Esto está relacionado con la distribución transversal de masas, por tanto, a mayor distancia entre ejes de pontones, menor ángulo de escora.
9. El incremento de masa añadida en balance, disminuye el ángulo de balance.
10. El primer término del denominador representa la rigidez de la plataforma al balance, coeficiente de restauración. Para un calado dado y periodos de oscilación bajos, mantener valores de altura metacéntrica transversal bajos, disminuye el ángulo de escora.
11. El ángulo de escora está retrasado $\pi/2$ respecto al desplazamiento vertical de arfada, Ec. 40.
12. El ángulo de escora está desfasado $\pi/2$ respecto a la velocidad de propagación lineal del tren de olas.

4. CONTRIBUCIÓN DEL CABECEO Y ARFADA EN MAR DE POPA EN LA POSICIÓN VERTICAL DE SSDRs.

En base a las consideraciones y simplificaciones expuestas al inicio de este estudio, la posición de cualquier punto de semi-sumergible referido al centro de gravedad de la SSDR (G^{SSDR}) bajo la acción de un tren de olas de popa (no se considera balance ni efectos de superficies libres) se podrá calcular en esta fase de dimensionamiento inicial en base a la desviación desde su posición de equilibrio en aguas tranquilas provocada por los movimientos de arfada y cabeceo. La posición en cualquier tiempo t será pues la suma de la desviación vertical de arfada $\eta_{3-x}^{SSDR}(t)$ (en el plano "X-Z" o plano de crujía), y la desviación vertical y longitudinal como consecuencia del cabeceo respecto al eje "Y" que pasa por G^{SSDR} , $\eta_5^{SSDR}(t)$.

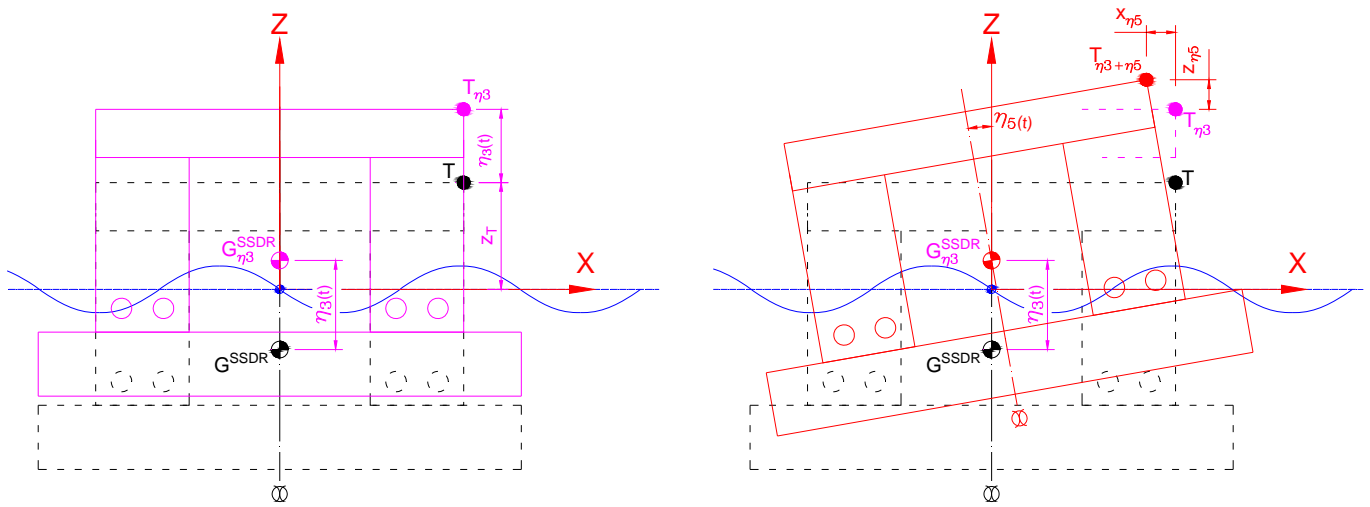


Fig. 4. Composición de movimientos de arfada y cabeceo en la determinación de la posición de una SSDR.

La posición de un punto "T" sobre el trancañil de cubierta de la plataforma, tiene una posición inicial respecto al plano longitudinal del sistema de referencia utilizado en el cálculo dinámico definido por sus coordenadas "x" y "z". Según Fig. 5:

$$T \equiv x_T ; z_T \quad \text{para } t = 0$$

En el instante " t_i ", el trancañil de cubierta tendrá una nueva posición como consecuencia del movimiento simultáneo de arfada y cabeceo. La arfada provoca una nueva posición aparente desplazada en el eje vertical la misma magnitud y sentido calculada para el cdg de la SSDR.

$$T_{\eta_3} \equiv x_T ; z_T + \eta_3(t_i) \quad \text{para } t = t_i$$

La posición final del trancañil será consecuencia del giro sobre el cdg de SSDR en la magnitud y sentido calculada para el ángulo de cabeceo en ese mismo tiempo " t_i ".

$$T_{\eta_3+\eta_5} \equiv x_{\eta_3+\eta_5} ; z_{\eta_3+\eta_5} \quad \text{para } t = t_i$$

Donde:

$$x_{\eta_3+\eta_5} = x_T - x_{\eta_5}$$

$$z_{\eta 3+\eta 5} = z_T + \eta_3(t_i) + z_{\eta 5}$$

Respecto al sistema de referencia de SSDR con el eje X^{SSDR} coincidente con la línea base (fondo de pontón) y eje Z^{SSDR} coincidente con la perpendicular de popa, las coordenadas finales del trancanil serán:

$$T_{\eta 3+\eta 5}^{SSDR} \equiv XG^{SSDR} + x_{\eta 3+\eta 5} ; ZG^{SSDR} + z_g + z_T + \eta_3(t) + z_{\eta 5}$$

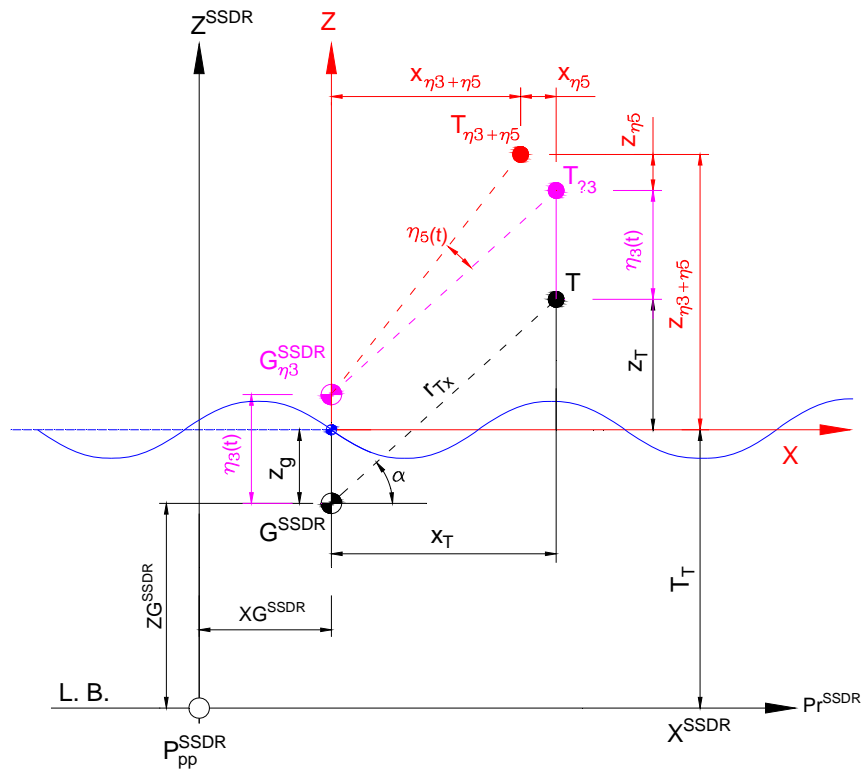


Fig. 5. Trayectoria de un punto "T" sobre una SSDR durante arfada y cabeceo inducido por un tren de ola regular.

Para calcular $x_{\eta 5}$ y $z_{\eta 5}$ definiremos el vector de posición del trancanil respecto al cdg de la SSDR en coordenadas polares:

$$\vec{T}_x \equiv r_{Tx} ; \alpha$$

El módulo r_T tendrá el valor:

$$r_{Tx} = \sqrt{(z_T - z_g)^2 + x_T^2} \quad \text{Ec. 106}$$

El valor de z_T , z_g y x_T se puede obtener con referencia al sistema de coordenadas de SSDR (X^{SSDR} ; Z^{SSDR}) en Fig 5, como:

$$\begin{aligned} z_T &= Z_T^{SSDR} - T_T \\ z_g &= ZG^{SSDR} - T_T \\ x_T &= X_T^{SSDR} - XG^{SSDR} \end{aligned}$$

Con lo que se obtiene el valor del módulo del vector de posición respecto a los ejes principales de diseño de la SSDR:

Ec. 107

$$r_{Tx} = \sqrt{(Z_T^{SSDR} - ZG^{SSDR})^2 + (X_T^{SSDR} - XG^{SSDR})^2}$$

Donde:

XG^{SSDR} = posición longitudinal del cdg de SSDR respecto de la cuaderna maestra

ZG^{SSDR} = posición vertical del cdg de SSDR sobre la línea de base

$(X_T^{SSDR}; Z_T^{SSDR})$ = coordenadas del punto T de SSDR respecto de la cuaderna maestra y línea de base.

El ángulo:

$$\alpha = \text{atan}\left(\frac{Z_T - Z_g}{x_T}\right) \quad \text{Ec. 108}$$

Convirtiendo a referencias en ejes principales de diseño:

$$\alpha = \text{atan}\left(\frac{Z_T^{SSDR} - ZG^{SSDR}}{X_T^{SSDR} - XG^{SSDR}}\right) \quad \text{Ec. 109}$$

El desplazamiento vertical por cabeceo de "T" en el instante t_i será:

$$z_{\eta 5} = r_{Tx} \cdot (\text{sen}(\alpha + \eta_5(t)) - \text{sen}(\alpha))$$

El desplazamiento longitudinal por cabeceo de "T" será:

$$x_{\eta 5} = -r_{Tx} \cdot (\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \eta_5(t)))$$

La posición final respecto a los ejes principales de la SSDR será:

$$X_{T-\eta 3+\eta 5}^{SSDR}(t) = XG^{SSDR} + r_{Tx} \cdot \cos(\alpha + \eta_5) \quad \text{Ec. 110}$$

$$Z_{T-\eta 3+\eta 5}^{SSDR}(t) = ZG^{SSDR} + r_{Tx} \cdot \text{sen}(\alpha + \eta_5) \quad \text{Ec. 111}$$

Considerando T como cualquier punto de la estructura de la SSDR o equipo sobre ella, se podrá extender las conclusiones de Ec. 110 y Ec. 111 al conocimiento de su posición instantánea bajo la acción de las condiciones meteoceánicas.

El conocimiento de los movimientos de la SSDR en una etapa temprana de diseño de una SSDR será necesario para una correcta evaluación de las dimensiones de la unidad y de los parámetros de diseño principales. Con este procedimiento se podrá prever el Air gap mínimo en operación para evitar la aparición de "Slamming".

5. CONTRIBUCIÓN DEL BALANCE Y ARFADA CON MAR DE COSTADO EN LA POSICIÓN VERTICAL DE SSDRs.

En las mismas bases del anterior apartado 22. la posición en cualquier tiempo t de un punto sobre la SSDR será pues la suma de la desviación vertical de arfada $\eta_{3-y}^{GSSDR}(t)$ (en el plano "Y-Z" o plano de crujía), y la desviación vertical y transversal como consecuencia del balance respecto al eje "X" que pasa por G^{SSDR} , $\eta_4^{GSSDR}(t)$.

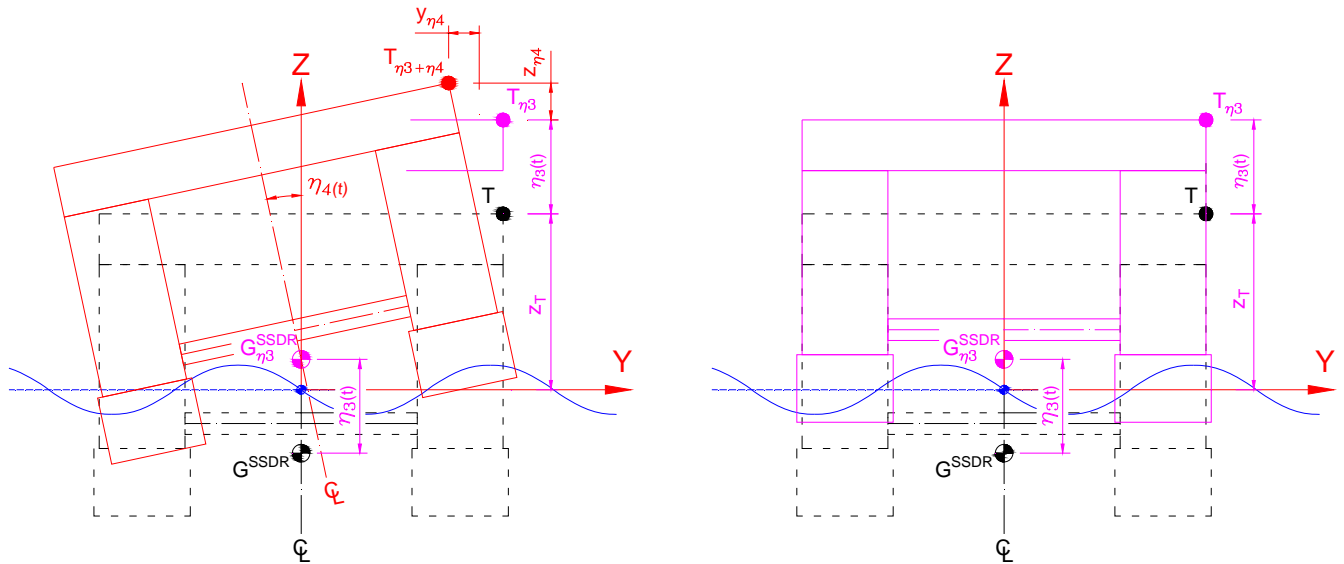


Fig. 6. Composición de movimientos de arfada y balance en la determinación de la posición de una SSDR.

La posición de un punto “T” sobre el trancañil de cubierta de la plataforma, tiene una posición inicial en el plano transversal respecto del sistema de referencia utilizado en el cálculo dinámico definido por sus coordenadas “y” y “z”. Según Fig. 6:

$$T \equiv y_T ; z_T \quad \text{para } t = 0$$

En el instante “t_i”, el trancañil de cubierta tendrá una nueva posición como consecuencia del movimiento simultaneo de arfada y cabeceo. La arfada provoca una nueva posición aparente desplazada en el eje vertical la misma magnitud y sentido calculada para el cdg de la SSDR.

$$T_{\eta_3} \equiv y_T ; z_T + \eta_3(t_i) \quad \text{para } t = t_i$$

La posición final del trancañil será consecuencia del giro sobre el cdg de SSDR en la magnitud y sentido calculada para el ángulo de balance en ese mismo tiempo “t_i”.

$$T_{\eta_3+\eta_4} \equiv y_{\eta_3+\eta_4} ; z_{\eta_3+\eta_4} \quad \text{para } t = t_i$$

Donde:

$$y_{\eta_3+\eta_4} = y_T - y_{\eta_4}$$

$$z_{\eta_3+\eta_4} = z_T + \eta_3(t_i) + z_{\eta_4}$$

Respecto al sistema de referencia de SSDR con el eje Y^{SSDR} coincidente con el eje de crujía de la SSDR y el eje Z^{SSDR} coincidente con la perpendicular de popa, las coordenadas finales del trancañil serán:

$$T_{\eta_3+\eta_4}^{SSDR} \equiv YG^{SSDR} + y_{\eta_3+\eta_4} ; ZG^{SSDR} + z_g + z_T + \eta_3(t) + z_{\eta_4}$$

Para calcular y_{η_4} y z_{η_4} definiremos el vector de posición del trancañil respecto al cdg de la SSDR en coordenadas polares:

$$\vec{T}_y \equiv r_{Ty} ; \alpha$$

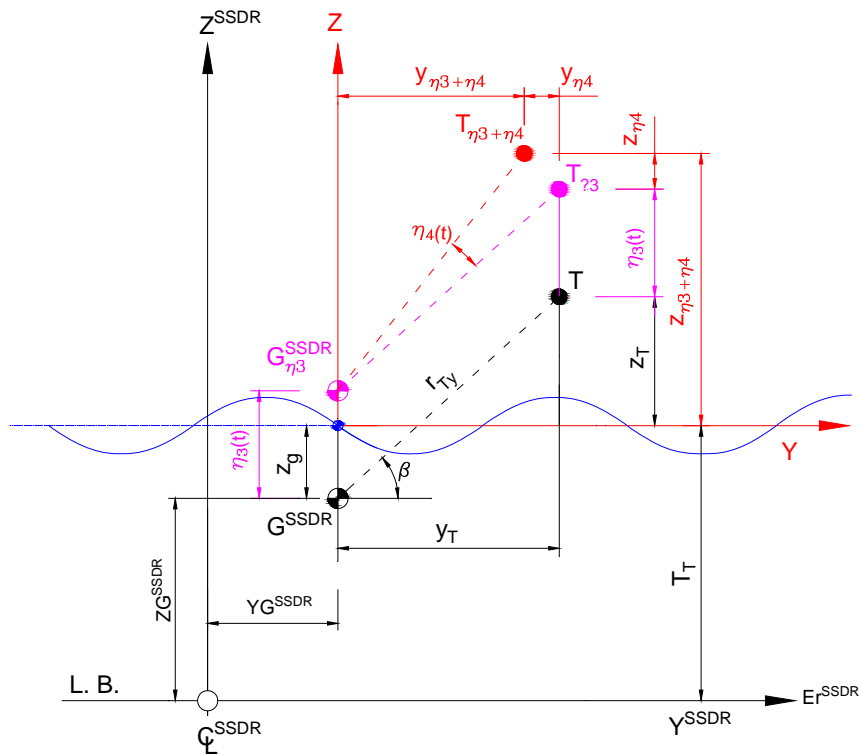


Fig. 7. Trayectoria de un punto "T" sobre una SSDR durante arfada y balance inducido por un tren de ola regular.

El módulo r_T tendrá el valor:

$$r_{Ty} = \sqrt{(z_T - z_g)^2 + y_T^2} \quad \text{Ec. 112}$$

El valor de z_T , z_g y x_T se puede obtener con referencia al sistema de coordenadas de SSDR (X^{SSDR} ; Z^{SSDR}) en Fig 5, como:

$$\begin{aligned} z_T &= Z_T^{SSDR} - T_T \\ z_g &= ZG^{SSDR} - T_T \\ y_T &= Y_T^{SSDR} - YG^{SSDR} \end{aligned}$$

Con lo que se obtiene el valor del módulo del vector de posición respecto a los ejes principales de diseño de la SSDR:

$$r_{Ty} = \sqrt{(Z_T^{SSDR} - ZG^{SSDR})^2 + (Y_T^{SSDR} - YG^{SSDR})^2} \quad \text{Ec. 113}$$

Donde:

YG^{SSDR} = posición transversal del cdg de SSDR respecto de crujía

ZG^{SSDR} = posición vertical del cdg de SSDR sobre la línea de base

$(Y_T^{SSDR}; Z_T^{SSDR})$ = coordenadas del punto T de SSDR respecto de crujía y línea de base.

El ángulo:

$$\beta = \text{atan}\left(\frac{z_T - z_g}{y_T}\right) \quad \text{Ec. 114}$$

Convirtiendo a referencias en ejes principales de diseño:

$$\beta = \operatorname{atan}\left(\frac{Z_T^{SSDR} - ZG^{SSDR}}{Y_T^{SSDR} - YG^{SSDR}}\right) \quad \text{Ec. 115}$$

El desplazamiento vertical por cabeceo de “T” en el instante t_i será:

$$z_{\eta_4} = r_{Ty} \cdot (\operatorname{sen}(\beta + \eta_4(t)) - \operatorname{sen}(\beta))$$

El desplazamiento longitudinal por cabeceo de “T” será:

$$y_{\eta_4} = -r_{Ty} \cdot (\cos(\beta) - \cos(\beta + \eta_4(t)))$$

La posición final respecto a los ejes principales de la SSDR será:

$$Y_{T-\eta_3+\eta_4}^{SSDR}(t) = YG^{SSDR} + r_{Ty} \cdot \cos(\beta + \eta_4) \quad \text{Ec. 116}$$

$$Z_{T-\eta_3+\eta_4}^{SSDR}(t) = ZG^{SSDR} + r_{Ty} \cdot \operatorname{sen}(\beta + \eta_4) \quad \text{Ec. 117}$$

Con esto queda definida la posición de cualquier punto de la SSDR sometida a arfada y balance.

6. LOCALIZACIÓN REAL DE LOS PUNTOS DE SSDRs EN CABECEO Y ARFADA.

Los programas de cálculo informáticos reducen las soluciones del cálculo de las funciones trigonométricas a ángulos del 1^{er} cuadrante o sus complementarios, como se representa en la siguiente tabla.

Sector	r	x	y	atan(y/x)	asen(y/r)	acos(x/r)
1º	2,37	2,15	1,00	25,0º	25,0º	25,0º
2º	2,37	-2,15	1,00	-25,0º	25,0º	155,0º
3º	2,37	-2,15	-1,00	25,0º	-25,0º	155,0º
4º	2,37	2,15	-1,00	-25,0º	-25,0º	25,0º

De este modo, conforme a la Fig. 8, los puntos “ $T_{i\eta_2+\eta_5}$ ” simétrico respecto a los ejes del sistema de coordenadas quedará identificado por un radio r_T y un ángulo α definido por:

$$\alpha = \operatorname{atan}\left(\frac{z_T}{x_T}\right) \text{ o } \alpha = \operatorname{atan}\left(\frac{z_T}{y_T}\right)$$

El ángulo de posición calculado de los diferentes puntos sobre SSDR se ha de ajustar conforme a la siguiente tabla para obtener su verdadera posición tras los cálculos automatizados.

Sector	r	x_T o y_T	z_T	$\alpha = \operatorname{atan}(x_T/y_T)$	α_{Ti}
1º	> 0	> 0	> 0	$\alpha > 0$	$\alpha_{Ti} = \alpha$
2º	> 0	< 0	> 0	$\alpha < 0$	$\alpha_{Ti} = \alpha + \pi$
3º	> 0	< 0	< 0	$\alpha > 0$	$\alpha_{Ti} = \alpha + \pi$
4º	> 0	> 0	< 0	$\alpha < 0$	$\alpha_{Ti} = \alpha + 2 \cdot \pi$

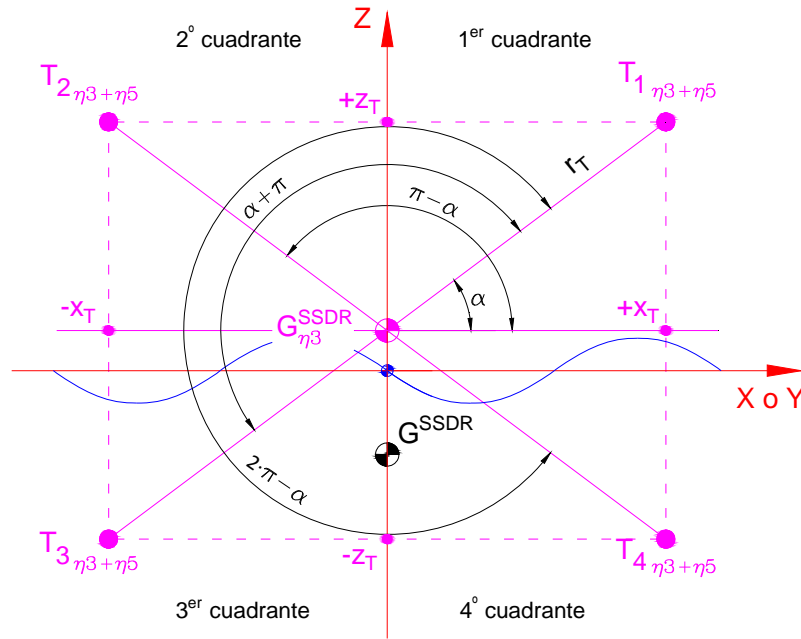


Fig. 8. Representación polar de un punto " $T_{i\eta_2+\eta_5}$ "

7. ACELERACIONES DEL CDG EN SSDRs

El cdg de la SSDR estará sometido a aceleraciones verticales y angulares como consecuencia de los movimientos de arfada, cabeceo y balance estudiados. Estas aceleraciones se podrán calcular derivando respecto del tiempo las ecuaciones de movimiento del cdg de SSDR calculadas.

Partiendo del desplazamiento vertical del cdg calculado en la Ec. 43

$$\eta_{3-i}^{G SSDR}(t) = |\eta_{3-i}^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) = \frac{F_{3-i}^{SSDR}(t)}{\rho \cdot g \cdot A_{WP} - (M^{SSDR} + A_{33-i}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 43}$$

donde $i = ("x" \text{ o } "y")$, índice que indica la dirección del tren de olas. El segundo término de la ecuación se puede expresar como:

$$|\eta_{3-i}^G| \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) = \frac{|F_{3-i}^{SSDR}|}{\rho \cdot g \cdot A_{WP} - (M^{SSDR} + A_{33-i}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t)$$

donde el cociente del segundo término es independiente del tiempo y depende de las características de la ola incidente, la geometría de la SSDR y las situación operativa. $|F_{3-i}^{SSDR}|$ es el módulo de la resultante de las fuerzas de arfada.

Derivando la expresión anterior respecto de t obtenemos la velocidad de desplazamiento vertical del cdg:

$$\dot{\eta}_{3-i}^{G SSDR}(t) = \frac{d\eta_{3-i}^{G SSDR}}{dt} = |\eta_{3-i}^G| \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

Y derivando nuevamente se obtiene la aceleración vertical:

$$\ddot{\eta}_{3-i}^{G SSDR}(t) = \frac{d\dot{\eta}_{3-i}^{G SSDR}}{dt} = -|\eta_{3-i}^G| \cdot \omega^2 \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 118}$$

Todos los puntos de la SSDR estarán sometidos a una aceleración vertical $\ddot{\eta}_{3-i}^{G SSDR}$ que se podrá calcular conociendo $|\eta_{3-i}^G|$.

Siguiendo el mismo criterio, podremos calcular las aceleraciones angulares en el cdg de SSDR por cabeceo con mar de popa y balance con mar de costado:

Para la aceleración angular en cabeceo:

$$\eta_{5-x}^{G SSDR}(t) = |\eta_{5-x}^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{F_{5-x}^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L - (I_5^{SSDR} + A_{55-x}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 75}$$

$$|\eta_{5-x}^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{|F_{5-x}^{SSDR}|}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L - (I_5^{SSDR} + A_{55-x}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\dot{\eta}_{5-x}^{G SSDR}(t) = \frac{d\eta_{5-x}^{G SSDR}}{dt} = -|\eta_{5-x}^G| \cdot \omega \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$\ddot{\eta}_{5-x}^{G SSDR}(t) = \frac{d\dot{\eta}_{5-x}^{G SSDR}}{dt} = -|\eta_{5-x}^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 119}$$

Para la aceleración angular en balance:

$$\eta_{4-y}^{G SSDR}(t) = |\eta_{4-y}^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{F_{4-y}^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T - (I_4^{SSDR} + A_{44-y}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \quad \text{Ec. 104}$$

$$|\eta_{4-y}^G| \cdot \cos(\omega \cdot t) = \frac{|F_{4-y}^{SSDR}|}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T - (I_4^{SSDR} + A_{44-y}^{SSDR}) \cdot \omega^2} \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\dot{\eta}_{4-y}^{G SSDR}(t) = \frac{d\eta_{4-y}^{G SSDR}}{dt} = -|\eta_{4-y}^G| \cdot \omega \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$\ddot{\eta}_{4-y}^{G SSDR}(t) = \frac{d\dot{\eta}_{4-y}^{G SSDR}}{dt} = -|\eta_{4-y}^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad \text{Ec. 120}$$

8. ACELERACIONES EN UN PUNTO “T” EN SSDRs

Las aceleraciones de cualquier punto genérico “T” de la SSDR se podrá calcular por superposición de las aceleraciones resultantes de los movimientos simultáneos a los que se ha sometido a la semi-sumergible.

Se han distinguido en este estudio dos diferentes escenarios, sin acoplamiento entre ellos, mar de popa, en el eje longitudinal de SSDR, y mar de costado, en el eje transversal.

Con mar de popa la aceleración en “T” tendrá dos componentes, una vertical y otra horizontal como consecuencia del momento de cabeceo, conforme se representa en Fig. 9.

La aceleración vertical será:

$$\ddot{\eta}_{3-x}^T(t_i) = \ddot{\eta}_{3-x}^{G SSDR}(t_i) + r_{Tx}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{5-x}^{G SSDR}(t_i) \cdot \cos(\alpha(t_i)) \quad \text{Ec. 121}$$

La aceleración horizontal será:

$$\ddot{\eta}_{1-x}^T(t_i) = r_{Tx}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{5-x}^{G SSDR}(t_i) \cdot \sin(\alpha(t_i)) \quad \text{Ec. 122}$$

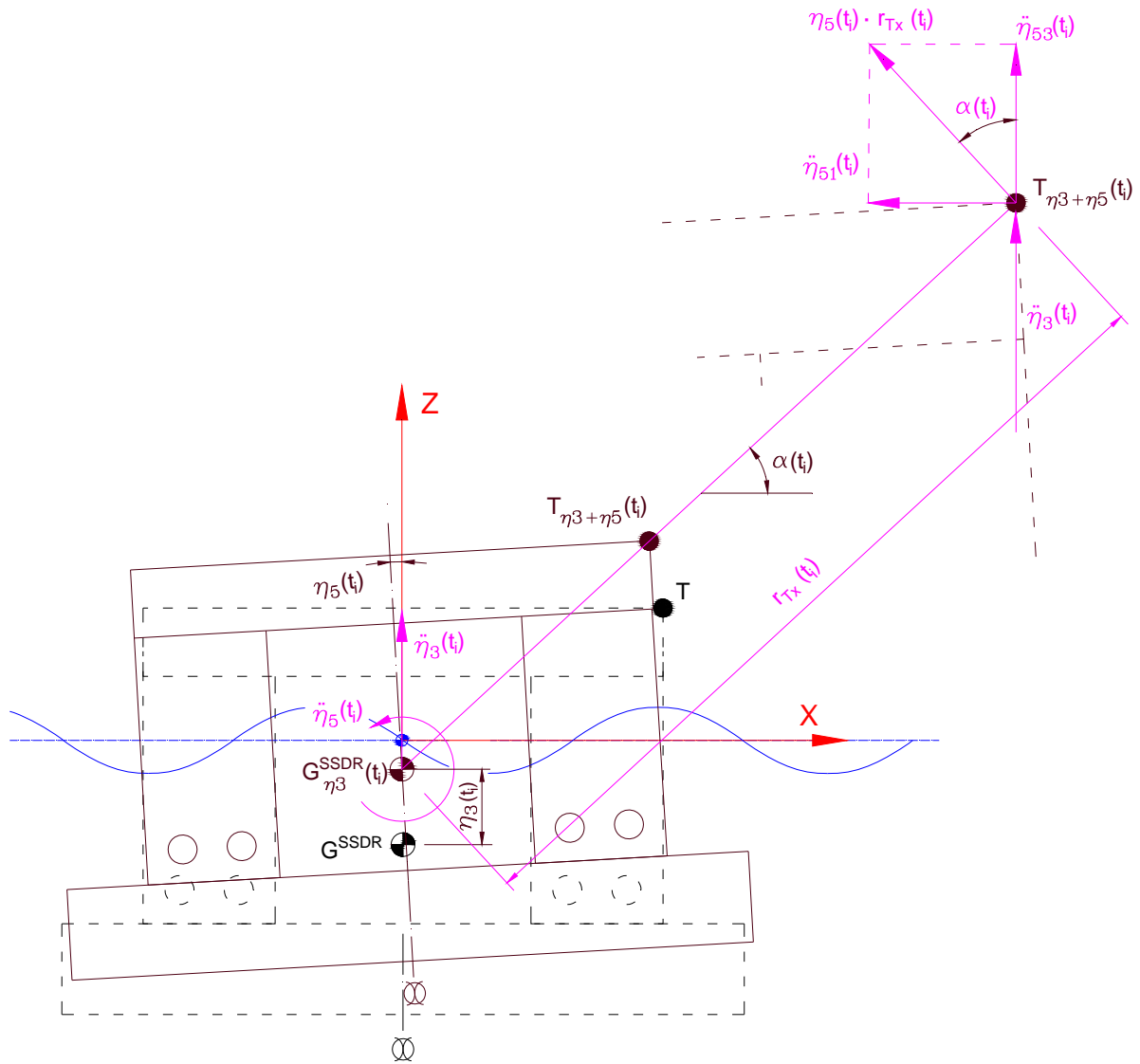


Fig. 9. Aceleración en un punto “ $T_{\eta_3+\eta_5}(t_i)$ ” sobre SSDR con movimiento de arfada y cabeceo

donde $r_{Tx}(t_i)$ y $\alpha(t_i)$ son el módulo y el ángulo del vector de posición del punto “T” en el instante t_i respecto al cdg de la SSDR, como se ha calculado en el anterior apartado 22.

Con mar de estribor la aceleración en “T” se representa en Fig. 10.

La aceleración vertical será:

$$\ddot{\eta}_3^T(t_i) = \ddot{\eta}_{3-y}^{G SSDR}(t_i) + r_{Ty}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{4-y}^{G SSDR}(t_i) \cdot \cos(\beta(t_i)) \quad \text{Ec. 123}$$

La aceleración horizontal será:

$$\ddot{\eta}_{2-y}^T(t_i) = r_{Ty}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{4-y}^{G SSDR}(t_i) \cdot \sin(\beta(t_i)) \quad \text{Ec. 124}$$

donde $r_{Ty}(t_i)$ y $\beta(t_i)$ son el módulo y el ángulo del vector de posición del punto “T” en el instante t_i , respecto al cdg de la SSDR, como se ha calculado en el anterior apartado 23.

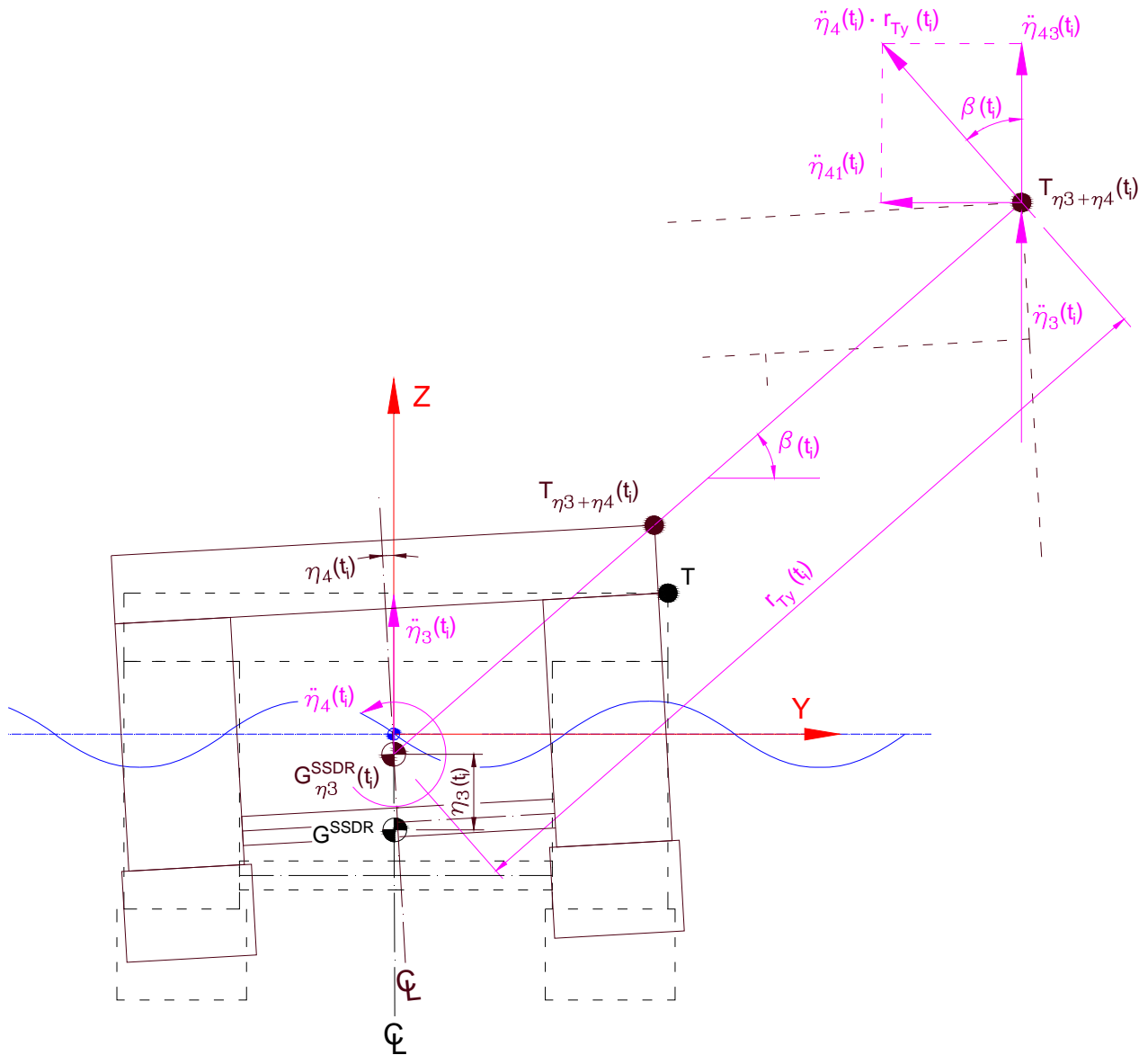


Fig. 10. Aceleración en un punto " $T_{\eta 3 + \eta 4}(t_i)$ " sobre SSDR con movimiento de arfada y balance

REFERENCIAS.

1. SEA LOADS ON SHIPS AND OFFSHORE STRUCTURES. O. M. Faltinsen. Cambridge University. 1999. Ref. 178 de proyecto.
2. MOTION ANALYSIS OF SEMI-SUBMERSIBLE. Emil Aasland Pedersen. NTNU. 2012. Ref 58 de proyecto.

ANEXO I

DISCRETIZACIÓN DE FÓRMULAS PARA CÁLCULO NUMÉRICO

1. FUERZA EN PONTONES. Ec. 18

$$F_{3-x}^p(t) = -4 \cdot g \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \text{sen}(k \cdot \frac{L_p}{2})$$

$$F_{3-x}^p(t) = -2 \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \frac{1}{k} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot x)]_{x_1}^{x_2}$$

$$F_{3-x}^p(t) = -2 \cdot g \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot x_1) - \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2)]$$

$$F_{3-x}^p(t) = -2 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^n \left((\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_p^i} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) - \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i)] \right)$$

$$F_{3-x}^p(t) = -2 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^n (\Phi_{3-x}^p(t))$$

$$\Phi_{3-x}^p(t) = (\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_p^i} \cdot [\cos(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) - \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i)]$$

2. FUERZA EN BRACING. Ec. 23

$$F_{3-x}^b = (\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot a_{3-x}$$

$$a_{3-x} = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_b)$$

$$F_{3-x}^b(t) = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left((\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot B_b^i \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_{bpx}^i)) \right)$$

$$F_{3-x}^b(t) = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} (\Phi_{3-x}^b(t))$$

$$\Phi_{3-x}^b(t) = (\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot B_b^i \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_{bpx}^i))$$

3. FUERZA EN COLUMNAS

a. EN MAR DE POPA. Ec. 28

$$F_{3-x}^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot (\text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot \frac{d_c}{2}) + \text{sen}(\omega \cdot t + k \cdot \frac{d_c}{2}))$$

$$F_{3-x}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}^i) \right)$$

$$F_{3-x}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 (\Phi_{3-x}^c(t))$$

$$\Phi_{3-x}^c(t) = e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}^i)$$

b. EN MAR DE ESTRIBOR. Ec. 39

$$F_3^c(t) = 2 \cdot A_c \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_t} \cdot \left(\text{sen} \left(\omega \cdot t - k \cdot \frac{B_b + b_c}{2} \right) + \text{sen} \left(\omega \cdot t + k \cdot \frac{B_b + b_c}{2} \right) \right)$$

$$F_{3-y}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i) \right)$$

$$F_{3-y}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(\Phi_{3-y}^c(t) \right)$$

$$\Phi_{3-y}^c(t) = e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i)$$

4. FUERZA EN PONTONES CON MAR DE COSTADO. Ec. 31

$$F_{3-y}^p(t) = -2 \cdot g \cdot k \cdot (M_p + A_{33p}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t) \cdot \cos(k \cdot \frac{d_p}{2})$$

$$F_{3-y}^p(t) = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{\frac{2}{n}} \left((\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot x_p^i \cdot e^{k \cdot z_p^i} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p^j) \right)$$

$$F_{3-y}^p(t) = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{\frac{2}{n}} \left(\Phi_{3-y}^p(t) \right)$$

$$\Phi_{3-y}^p(t) = (\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot x_p^i \cdot e^{k \cdot z_p^i} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p^j)$$

5. FUERZA EN BRACING CON MAR DE COSTADO. Ec. 34

$$F_{3-y}^b(t) = -g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left((\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot \left(\cos(\omega \cdot t - k \cdot y_1^i) - \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_2^i) \right) \right)$$

$$F_{3-y}^b(t) = -g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left(\Phi_{3-y}^b(t) \right)$$

$$\Phi_{3-y}^b(t) = (\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot \left(\cos(\omega \cdot t - k \cdot y_1^i) - \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_2^i) \right)$$

6. MOMENTO DE CABECERO INDUCIDO EN PONTONES CON MAR DE POPA. Ec. 58

$$dF_{5-x}^{pi} = dF_{3-x}^{pi} \cdot x = (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot a_{3-x} \cdot x \cdot dx$$

$$dF_{5-x}^{pi} = -2 \cdot g \cdot \xi_a \cdot (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}) \cdot e^{k \cdot z_p} \cdot \left[x \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) + \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot x) \right]_{x_1}^{x_2}$$

$$\begin{aligned}
F_{5-x}^{pi} &= -2 \cdot g \cdot \xi_a \\
&\cdot \sum_{i=1}^2 \left[(\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_p^i} \right. \\
&\cdot \left[x_1^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) + \frac{1}{k} \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) - x_2^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i) - \frac{1}{k} \right. \\
&\cdot \left. \left. \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i) \right] \right] \\
F_{5-x}^{pi} &= -2 \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^n [\Phi_{5-x}^p(t)] \\
\Phi_{5-x}^p(t) &= (\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2D i}) \cdot e^{k \cdot z_p^i} \\
&\cdot \left[x_1^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) + \frac{1}{k} \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_1^i) - x_2^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i) - \frac{1}{k} \right. \\
&\cdot \left. \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_2^i) \right]
\end{aligned}$$

7. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO EN BRACING CON MAR DE POPA. Ec. 60

$$\begin{aligned}
F_{5-x}^b(t) &= -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2D}) B_b \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot x_b \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_b) \\
F_{5-x}^b(t) &= -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left((\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot B_b^i \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot x_{bpx}^i \cdot \left(\sin(\omega \cdot t - k \cdot x_{bpx}^i) \right) \right) \\
F_{5-x}^b(t) &= -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left(\Phi_{5-x}^b(t) \right) \\
\Phi_{5-x}^b(t) &= (\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2D i}) \cdot B_b^i \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot x_{bpx}^i \cdot \left(\sin(\omega \cdot t - k \cdot x_{bpx}^i) \right)
\end{aligned}$$

8. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO EN COLUMNAS POR FUERZAS DE ARFADA CON MAR DE POPA. Ec. 65

$$\begin{aligned}
F_{5-x}^c(t) &= \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot x_{cpx}^i \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}^i) \right) \\
F_{5-x}^c(t) &= \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(\Phi_{5-x}^c(t) \right) \\
\Phi_{5-x}^c(t) &= e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot x_{cpx}^i \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}^i)
\end{aligned}$$

9. MOMENTO DE CABECEO INDUCIDO EN COLUMNAS POR FUERZAS HORIZONTALES EN MAR DE POPA. Ec. 69

$$\begin{aligned}
dF_{1-x}^c &= g \cdot k \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}) \cdot dz \\
dF_{51-x}^c &= g \cdot k \cdot (\rho \cdot A_c + A_{11c}^{2D}) \cdot \xi_a \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_{cpx}) \cdot e^{k \cdot z} \cdot (z - z_g) \cdot dz
\end{aligned}$$

$$F_{51-x}^c = \frac{1}{k} \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left[(\rho \cdot A_c^i + A_{11c}^{2Di}) \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_{cp}^i) \cdot [(k \cdot (z_t^i - z_g) - 1) \cdot e^{k \cdot z_{ti}} + k \cdot z_g + 1] \right]$$

$$F_{51-x}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(\Phi_{51-x}^c(t) \right)$$

$$\Phi_{51-x}^c(t) = (\rho \cdot A_c^i + A_{11c}^{2Di}) \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x_{cp}^i) \cdot [(k \cdot (z_t^i - z_g) - 1) \cdot e^{k \cdot z_{ti}} + k \cdot z_g + 1]$$

10. MASA AÑADIDA EN CABECEO PARA LOS PONTONES. Ec. 48

$$A_{55}^p = -2 \cdot \int_{-Lp/2}^{Lp/2} A_{33p}^{2D} \cdot x^2 \cdot dx$$

$$A_{55}^p = -\frac{2}{3} \cdot \sum_{i=1}^n A_{33p}^{2Di} \cdot (x_1^i{}^3 - x_2^i{}^3)$$

11. MASA AÑADIDA EN CABECEO PARA EL BRACING. Ec. 50

$$A_{55}^b = A_{33b}^{2D} \cdot \sum_{i=1}^{i=2n} B_b^i \cdot (x_b^i)^2$$

12. MASA AÑADIDA EN CABECEO PARA LAS COLUMNAS. Ec. 53

$$A_{55}^c = -4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{b_c^2}{4} \cdot C_A \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right]$$

$$A_{55}^c = -\sum_{i=1}^4 A_{11c}^{2Di} \cdot \left[\frac{z_t^i{}^3}{3} - z_g \cdot z_t^i{}^2 + z_g^2 \cdot z_t^i \right]$$

13. CABECEO CON MAR DE POPA. Ec. 46

$$\eta_5^{GSSDR}(t) = \frac{F_5^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_L - (I_5^{SSDR} + A_{55}^{SSDR}) \cdot \omega^2}$$

$$F_{5-x}^{SSDR}(t) = F_{5-x}^p(t) + F_{5-x}^b(t) + F_5^c(t) + F_{51-x}^c(t)$$

14. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO EN PONTONES CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 88

$$dF_{4-y}^{pi} = dF_{3-y}^{pi} \cdot y = (\rho \cdot A_p + A_{33p}^{2D}(x)) \cdot a_{3-y} \cdot y \cdot dy$$

$$F_{4-y}^p = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^n \left(\Phi_{4-y}^p(t) \right)$$

$$\Phi_{4-y}^p(t) = -g \cdot k \cdot \xi_a \cdot \sum_{\substack{j=Br \\ i=1 \\ j=Er}}^n \left[L_p^i \cdot (\rho \cdot A_p^i + A_{33p}^{2Di}) \cdot y_p^{ij} \cdot e^{k \cdot z_{pi}} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_p^{ij}) \right]$$

15. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO EN PONTONES CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 91

$$F_{4-y}^b = -(\rho \cdot A_b + A_{33b}^{2Di}) \cdot \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_b} \cdot \int_{y_1}^{y_2} y \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y) \cdot dy$$

$$F_{4-y}^p = -g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left(\Phi_{4-y}^b(t) \right)$$

$$\Phi_{4-y}^b(t) = -g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^{2n} \left[(\rho \cdot A_b^i + A_{33b}^{2Di}) \cdot e^{k \cdot z_b^i} \cdot \left[y_1^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_1^i) + \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_1^i) - y_2^i \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_2^i) - \frac{1}{k} \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_2^i) \right] \right]$$

16. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR FUERZAS DE ARFADA EN COLUMNAS CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 94

$$F_{4-y}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{px}}^i) \right)$$

$$F_{4-y}^c(t) = \rho \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left(\Phi_{4-y}^c(t) \right)$$

$$\Phi_{4-y}^c(t) = e^{k \cdot z_t^i} \cdot A_c^i \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{px}}^i \cdot \text{sen}(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i)$$

17. MOMENTO DE BALANCE INDUCIDO POR FUERZAS HORIZONTALES EN COLUMNAS CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 98

$$dF_{41-y}^c = k \cdot g \cdot (\rho \cdot A_c^i + A_{22c}^{2Di}) \cdot \xi_a \cdot e^{k \cdot z_i} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i) \cdot (z_t^i - z_g) \cdot dz$$

$$F_{41-y}^c = \frac{1}{k} \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 \left[(\rho \cdot A_c^i + A_{22c}^{2Di}) \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_{c \text{ } \textcolor{red}{xr}}^i) \cdot [(k \cdot (z_t^i - z_g) - 1) \cdot e^{k \cdot z_{ti}} + k \cdot z_g + 1] \right]$$

$$F_{41-y}^c = \frac{1}{k} \cdot g \cdot \xi_a \cdot \sum_{i=1}^4 [\Phi_{41-y}^c(t)]$$

$$\Phi_{41-y}^c(t) = \left[(\rho \cdot A_c^i + A_{22c}^{2Di}) \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot y_{cr}^i) \cdot \left[(k \cdot (z_t^i - z_g) - 1) \cdot e^{k \cdot z_{ti}} + k \cdot z_g + 1 \right] \right]$$

18. MASA AÑADIDA EN BALANCE PARA LOS PONTONES. Ec. 80

$$A_{44}^{p\ i} = 2 \cdot \sum_{I=1}^n A_{33\ p}^{2D\ i} \cdot L_p^i \cdot (y_p^i)^2$$

19. MASA AÑADIDA EN BALANCE PARA EL BRACING. Ec. 82

$$A_{44}^b = - \int_{-B_b/2}^{B_b/2} A_{33\ b}^{2D}(y) \cdot y^2 \cdot dy$$

$$A_{44}^b = - \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^{2n} A_{33\ b}^{2D\ i} \cdot (y_{b\ Er\ i}^3 - y_{b\ Br\ i}^3)$$

20. MASA AÑADIDA EN BALANCE PARA LAS COLUMNAS. Ec. 84

$$A_{44}^c = -4 \cdot \rho \cdot \pi \cdot \frac{l_c^2}{4} \cdot C_A \cdot \left[\frac{z_t^3}{3} - z_g \cdot z_t^2 + z_g^2 \cdot z_t \right]$$

$$A_{44}^c = - \sum_{i=1}^4 A_{22\ c}^{2D\ i} \cdot \left[\frac{z_t^{i\ 3}}{3} - z_g \cdot z_t^{i\ 2} + z_g^2 \cdot z_t^i \right]$$

21. BALANCE CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 104

$$\eta_4^{G\ SSDR}(t) = \frac{F_{4-Y}^{SSDR}(t)}{g \cdot \Delta^{SSDR} \cdot GM_T - (I_4^{SSDR} + A_{44}^{SSDR}) \cdot \omega^2}$$

$$F_{4-Y}^{SSDR}(t) = F_{4-y}^p(t) + F_{4-y}^b(t) + F_{4-y}^c(t) + F_{41-y}^c(t)$$

22. ACELERACIONES CON MAR DE POPA. Ec. 121 y Ec. 122

$$\ddot{\eta}_{3-x}^T(t_i) = \ddot{\eta}_{3-x}^{G\ SSDR}(t_i) + r_{Tx}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_5^{G\ SSDR}(t_i) \cdot \cos(\alpha(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{3-x}^T(t_i) = -|\eta_{3-x}^G| \cdot \omega^2 \cdot \sin(\omega \cdot t_i) - r_{Tx}(t_i) \cdot |\eta_5^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t_i) \cdot \cos(\alpha(t_i))$$

Según Ec. 43

$$|\eta_{3-x}^G| = \frac{1}{\sin(\omega \cdot t)} \cdot \eta_{3-x}^{G\ SSDR}(t)$$

Según Ec. 75

$$|\eta_5^G| = \frac{1}{\cos(\omega \cdot t)} \cdot \eta_{5-x}^{GSSDR}(t)$$

Sustituyendo:

$$\ddot{\eta}_{3-x}^T(t_i) = -\eta_{3-x}^{GSSDR}(t) \cdot \omega^2 - r_{Tx}(t_i) \cdot \eta_{5-x}^{GSSDR}(t) \cdot \omega^2 \cdot \cos(\alpha(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{1-x}^T(t_i) = r_{Tx}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{5-x}^{GSSDR}(t_i) \cdot \sin(\alpha(t_i))$$

Sustituyendo igualmente:

$$\ddot{\eta}_{1-x}^T(t_i) = -r_{Tx}(t_i) \cdot |\eta_{5-x}^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin(\alpha(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{1-x}^T(t_i) = -r_{Tx}(t_i) \cdot \eta_{5-x}^{GSSDR}(t) \cdot \omega^2 \cdot \sin(\alpha(t_i))$$

23. ACELERACIÓN CON MAR DE ESTRIBOR. Ec. 123 Y Ec. 124

$$\ddot{\eta}_{3-y}^T(t_i) = \ddot{\eta}_{3-y}^{GSSDR}(t_i) + r_{Ty}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{4-y}^{GSSDR}(t_i) \cdot \cos(\beta(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{3-y}^T(t_i) = -|\eta_{3-y}^G| \cdot \omega^2 \cdot \sin(\omega \cdot t_i) - r_{Ty}(t_i) \cdot |\eta_{4-y}^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t_i) \cdot \cos(\beta(t_i))$$

Según Ec. 43

$$|\eta_{3-y}^G| = \frac{1}{\sin(\omega \cdot t)} \cdot \eta_{3-y}^{GSSDR}(t)$$

Según Ec. 104

$$|\eta_{4-y}^G| = \frac{1}{\cos(\omega \cdot t)} \cdot \eta_{4-y}^{GSSDR}(t)$$

Sustituyendo:

$$\ddot{\eta}_{3-y}^T(t_i) = -\eta_{3-y}^{GSSDR}(t_i) \cdot \omega^2 - r_{Ty}(t_i) \cdot \eta_{4-y}^{GSSDR}(t_i) \cdot \omega^2 \cdot \cos(\beta(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{2-y}^T(t_i) = r_{Ty}(t_i) \cdot \ddot{\eta}_{4-y}^{GSSDR}(t_i) \cdot \sin(\beta(t_i))$$

Sustituyendo igualmente:

$$\ddot{\eta}_{2-y}^T(t_i) = -r_{Ty}(t_i) \cdot |\eta_{4-y}^G| \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot \sin(\beta(t_i))$$

$$\ddot{\eta}_{2-y}^T(t_i) = -r_{Ty}(t_i) \cdot \eta_{4-y}^{GSSDR}(t_i) \cdot \omega^2 \cdot \sin(\beta(t_i))$$

**DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE
SSDR. SEMI-SUBMERSIBLE DRILLING RIG**

VOLUMEN 5

BASE DE DATOS DE PROYECTO

5.1. FLOTA MUNDIAL DE SSDRs

5.2. BASE DE DATOS DE PROYECTO

5.3. REFERENCIAS DE PROYECTO

PAGINA EN BLANCO

5.1. FLOTA MUNDIAL DE SSDRs

PAGINA EN BLANCO

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
220 Semi-Submersible Drilling Rigs in Operation Worldwide														
1	Atwood Oceanics	Atwood Southern Cross	New Era	2	20	Evans-Deakin	Australia	Australia	AB		01/11/1976	1976		
2	Atwood Oceanics	Atwood Hunter	New Era	3,5	30	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		dic-81	1981		
3	Atwood Oceanics	Atwood Eagle	New Era	2	30	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		feb-82	1982		
4	Atwood Oceanics	Atwood Falcon	New Era	3,5	30	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		mar-83	1983		
5	Atwood Oceanics	Atwood Osprey	F&G ExD millenium	6	32	SembCorp	Singapore	Marshall I.	AB	3-Jan-08	26-abr-11	2011	580	
6	Atwood Oceanics	Atwood Condor	F&G ExD	8,2	40	SembCorp	Singapore	Marshall I.	AB	04-jul-08	27-jun-12	2012	762	
7	Awilco	Wilphoenix	F&G L-907 enhanced	1,2	25	Gotaverken Arendal	Sweden	Vanuatu	NV		jul-82	1982		Virland
8	Awilco	Wilhunter	F&G L-907 enhanced	1,8	25	Daewoo	Korea	Vanuatu	NV		ago-83	1983		Benreoch
9	Caspian Drilling	Dada Gorgud	F&G L-907 enhanced	1,5	25	Rauma Repola	Finland	Azerbaijan	AB		abr-82	1982		
10	Caspian Drilling	Istiglal	F&G 9500 enhanced	2,3	25	Astrakhan	Russia	Russia	NV		jul-91	1991		Shelf 5
11	China Oilfield Ser	Nanhai II	Aker H-3	1	25	Aker Oslo	Norway	China	NV		1974	1974		
12	China Oilfield Ser	Nanhai VIII	F&G 9500 enhanced	4,6	25	Daewoo	Korea	Marshall I.	AB		1982	1982		
13	China Oilfield Ser	Nanhai V	F&G L-945	1,5	25	Framnaes	Norway	China	AB		31-ene-83	1983		
14	China Oilfield Ser	Hai Yang Shi You 981	F&G ExD	10	40	Waigaoqiao SY	China	China	AB		22/11/2011	2011		
15	China Oilfield Ser	COSLPioneer	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	China	Singapore	NV	07-nov-05	15-nov-10	2010		
16	China Oilfield Ser	COSLIinnovator	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	China	Singapore	NV	28-Aug-06	28-nov-11	2011		
17	China Oilfield Ser	COSLPromoter	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	China	Singapore	NV	20-mar-07	14-may-12	2012		
18	Croscos Integrated	Zagreb 1	Pentagone 91	1,5	20	Dunkerque	France	Croatia	LR		1977	1977		
19	Diamond Offshore	Ocean Victory	Victory class	5	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		oct-72	1972		
20	Diamond Offshore	Ocean Onyx	Victory class	3,3	25	Nylands	Norway	Marshall I.	AB		ene-73	1973		Ocean Voyager
21	Diamond Offshore	Ocean Quest	Victory class	3,5	25	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Marshall I.	AB		jun-73	1973		Ocean Kokuei
22	Diamond Offshore	Ocean Rover	Victory class	2	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		jun-73	1973		
23	Diamond Offshore	Ocean Baroness	Victory class	1,2	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		oct-73	1973		
24	Diamond Offshore	Ocean Monarch	Victory class	3,3	25	Nylands	Norway	Marshall I.	AB		ene-74	1974		Ensearch Garden Banks
25	Diamond Offshore	Ocean Star	Victory class	4,5	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		abr-74	1974		
26	Diamond Offshore	Ocean New Era	New Era class	1,5	25	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		sep-74	1974		Diamond M New Era
27	Diamond Offshore	Ocean Whittington	Aker H-3	1,5	25	Framnaes	Norway	Marshall I.	NV		dic-74	1974		Dyvi Alpha
28	Diamond Offshore	Ocean Nomad	Aker H-3	1,25	25	Aker Oslo	Norway	Marshall I.	AB		jun-75	1975		Ross Rig
29	Diamond Offshore	Ocean Concord	Zapata SS-2000	2,35	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		oct-75	1975		Zapata Concord
30	Diamond Offshore	Ocean Ambassador	Bethlehem SS-2000	1,1	25	Bethlehem Beaumont	USA	Marshall I.	AB		nov-75	1975		Marlin No. 7
31	Diamond Offshore	Ocean Princess	Aker H-3	1,5	25	Aker Oslo	Norway	Marshall I.	AB		dic-75	1975		
32	Diamond Offshore	Ocean Endeavor	Victory class	2	25	Transfield	Australia	Marshall I.	AB		ene-76	1976		Ocean Endeavour
33	Diamond Offshore	Ocean Winner	Aker H-3	3	25	Aker Oslo	Norway	Marshall I.	AB		ene-76	1976		
34	Diamond Offshore	Ocean General	New Era class	1,5	25	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		feb-76	1976		Diamond M General
35	Diamond Offshore	Ocean Lexington	Zapata SS-2000	2,5	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		mar-76	1976		Zapata Lexington
36	Diamond Offshore	Ocean Bounty	Victory class enhanced	1,5	25	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Marshall I.	AB		ago-76	1976		
37	Diamond Offshore	Ocean Saratoga	Zapata SS-2000	2,5	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		24-sep-76	1976		Zapata Saratoga
38	Diamond Offshore	Ocean Yorktown	Zapata SS-2000	2,85	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		dic-76	1976		Zapata Yorktown
39	Diamond Offshore	Ocean Epoch	New Era class	1,2	25	Alabama Shipyard	USA	Marshall I.	AB		feb-77	1977		Diamond M Epoch
40	Diamond Offshore	Ocean Vanguard	Trosvik Bingo 3000	1,5	25	Trosvik Verksted	Norway	Marshall I.	NV		sep-82	1982		West Vanguard
41	Diamond Offshore	Ocean Worker	F&G L-886 9500	3,5	25	Hitachi Osaka	Japan	Marshall I.	AB		sep-82	1982		Penrod 73
42	Diamond Offshore	Ocean Patriot	Trosvik Bingo 3000	3	25	Dunkerque	France	Marshall I.	AB		ene-83	1983		
43	Diamond Offshore	Ocean Guardian	Sedco 700	1,5	26	Scott-Lithgow	Scotland	Marshall I.	AB		ene-85	1985		
44	Diamond Offshore	Ocean Confidence	Aker H-3.2	7,5	30	Mitsui Tamano	Japan	Marshall I.	AB		ene-87	1987		
45	Diamond Offshore	Ocean Valiant	Odyssey Class	5	30	Hyundai	Korea	Marshall I.	AB		sep-88	1988		

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
46	Diamond Offshore	Ocean Alliance	Odyssey Modified	5	25	Scott-Lithgow	Scotland	Marshall I.	AB		oct-88	1988		
47	Diamond Offshore	Ocean America	Odyssey Class	5	30	Hyundai	Korea	Marshall I.	AB		dic-88	1988		
48	Diamond Offshore	Ocean Yatzy	Super Yatzy	2,5	25	Boelwerf	Belgium	Marshall I.	NV	27-jun-84	mar-89	1989		Yatzy
49	Diamond Offshore	Ocean Courage	F&G ExD	10	40	SembCorp	Singapore	Marshall I.	AB	27-oct-05	14-abr-09	2009	423	Petrorig I
50	Diamond Offshore	Ocean Valor	F&G ExD	10	40	SembCorp	Singapore	Marshall I.	AB	07-mar-06	30-sep-09	2009	480	Petrorig II
51	Dolphin A/S	Byford Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,5	20	Aker Oslo	Norway	Singapore	NV		feb-74	1974		Deep Sea Driller
52	Dolphin A/S	Blackford Dolphin	Aker H-3 enhanced	3,5	25	Nylands	Norway	Singapore	NV		oct-74	1974		Norjarl
53	Dolphin A/S	Bideford Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,62	20	Aker Oslo	Norway	Singapore	NV		mar-75	1975		
54	Dolphin A/S	Borgsten Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,5	20	Aker Oslo	Norway	Singapore	NV		may-75	1975		Haakon Magnus
55	Dolphin A/S	Bredford Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,5	30	Aker Oslo	Norway	Singapore	NV		may-76	1976		
56	Dolphin A/S	Borgland Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,5	20	Bergen	Norway	Singapore	NV	Aug-75	ago-77	1977		
57	Dolphin A/S	Borgny Dolphin	Aker H-3 enhanced	1,65	20	Rauma Repola	Finland	Singapore	NV		nov-77	1977		Fernstar
58	ENSCO	ENSCO 5000	Pentagone	1,2	18	Marathon Brownsville	USA	Liberia	LR			1973		Pride Mexico
59	ENSCO	ENSCO 5001	Sonat Offshore	5	25	Blohm & Voss	Germany	Vanuatu	AB			1975		Pride South Pacific
60	ENSCO	ENSCO 5002	Aker H-3	1	25	Rauma Repola	Finland	Bahamas	NV			1975		Pride Sea Explorer
61	ENSCO	ENSCO 5003	Aker H-3	1	20	Mitsui Tamano	Japan	Liberia	NV			1977		Pride South Seas
62	ENSCO	ENSCO 5004	F&G 9500 enhanced	5	25	Framnaes	Norway	Liberia	NV			1982		Pride Venezuela
63	ENSCO	ENSCO 5005	F&G 9500 enhanced	1,5	25	Hitachi Osaka	Japan	Liberia	LR			1982		Pride South Atlantic
64	ENSCO	ENSCO 5006	Trosvik Bingo 8000	5	30	Kvaerner/FGO	Norway/USA	Vanuatu	NV		jul-99	1999		Marine 700
65	ENSCO	ENSCO 6000	Amethyst I	3,28	16,4	De Hoop	Netherlands	Neth. Ant.	LR			1987		Pride South America
66	ENSCO	ENSCO 6001	Megathyst	5,6	25	Daewoo	Korea	Bahamas	AB			2000		Pride Carlos Walter
67	ENSCO	ENSCO 6002	Megathyst	5,6	25	Daewoo	Korea	Bahamas	AB			2001		Pride Brazil
68	ENSCO	ENSCO 6003	Megathyst	5,6	25	Halter Marine Pascagoula	USA	Bahamas	AB			2004		Pride Rio de Janeiro
69	ENSCO	ENSCO 6004	Megathyst	5,6	25	Halter Marine Pascagoula	USA	Bahamas	LR			2004		Pride Portland
70	ENSCO	ENSCO 7500	Ensco 7500	8	30	Friede Goldman	USA	Liberia	AB		07-dic-00	2000		
71	ENSCO	ENSCO 8500	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB		22-sep-08	2008		
72	ENSCO	ENSCO 8501	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	19-Jan-06	08-jun-09	2009	338	
73	ENSCO	ENSCO 8502	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	25-sep-06	15-ene-10	2010	385	
74	ENSCO	ENSCO 8503	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	07-jun-07	28-sep-10	2010	427	
75	ENSCO	ENSCO 8504	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	06-may-08	08-ago-11	2011	512	
76	ENSCO	ENSCO 8505	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	30-may-08	31-ene-12	2012	537	
77	ENSCO	ENSCO 8506	Gusto MSC Ensco 8500	8,5	35	Keppel FELS	Singapore	Liberia	AB	13-Aug-08	30-jul-12	2012	560	
78	Essar Oilfield Services	Essar Wildcat	Aker H-3	1,3	25	Aker Oslo	Norway	Liberia	NV		03-may-77	1977		Vildkat
79	Frigstad Offshore	Kan Tan IV	F&G L-907 enhanced	2	25	FELS	Singapore	Panama	AB		ago-83	1983		Western Pacesetter IV
80	Gazflot	Polyamaya Zvezda	Moss CS50 Mk. II	10	35	Samsung	Korea	Russia				2011		
81	Gazflot	Severnoye Sivanie	Moss CS50 Mk. II	10	35	Samsung	Korea	Russia				2011		
82	Ind. Perf. da Campeche	Centenario	F&G ExD	3	10	SembCorp	Singapore	Panama	AB	25-Jan-07	05-mar-10	2010	524	Petrorig III
83	Ind. Perf. da Campeche	Bicentenario	GVA 7500	10	35	Daewoo	Korea	Panama	NV	23-jul-07	31-ene-11	2011		
84	Ind. Perf. da Campeche	La Muralla IV	GVA 7500	10	35	Daewoo	Korea	Panama				2011		
85	Japan Drilling	Naga 1	MHI MD 25SP	1	30	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Panama	AB		jul-74	1974		Hakuryu III
86	Japan Drilling	Hakuryu-5	MHI MD-501	1,65	30	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Panama	AB		ago-77	1977		Hakuryu V
87	KNOC	Doo Sung	F&G L-907 enhanced	1,5	25	Daewoo	Korea	Korea	AB		may-84	1984		
88	Maersk Contractors	Nanhai VI	F&G 9500 enhanced	1,5	25	Gotaverken Arendal	Sweden	China	NV			1982		1982
89	Maersk Contractors	Maersk Explorer	DSS20-CAS-M	3,3	30	KFELS/Caspian SB	S'pore/ Azerbaijan	Denmark	AB			2003		2003
90	Maersk Contractors	Maersk Developer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Singapore	Singapore	AB	30-may-05	02-ene-09	2009		
91	Maersk Contractors	Maersk Discoverer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Singapore	Singapore	AB	30-may-05	15-ago-09	2009		
92	Maersk Contractors	Maersk Deliverer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Singapore	Denmark	AB	18-may-06	15-abr-10	2010		

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
93	Merlin Energy	Archimedes	CFEM Pentagone	1,2	20	Dunkerque	France	Liberia	NV		feb-76	1976		Henrik Ibsen
94	Noble Drilling	Noble Lorris Bouzigard	Pentagone 85	2,3	25	Rauma Repola	Finland	Liberia	AB		abr-75	1975		Transocran 96
95	Noble Drilling	Noble Driller	Aker H-3	1,25	25	Rauma Repola	Finland	Bahamas	NV		mar-76	1976		Kingsnorth UK
96	Noble Drilling	Noble Therald Martin	Pentagone 86	2,3	25	Rauma Repola	Finland	Liberia	AB		abr-77	1977		Transocran 97
97	Noble Drilling	Noble Max Smith	Noble EVA 4000	6	30	Chicago Bridge & Iron	USA	Liberia	AB		may-80	1980		
98	Noble Drilling	Noble Ton Van Langeveld	Offshore Co. SCP III	1,5	25	H. de J. Barreras	Spain	Liberia	AB		ene-81	1981		Afortunada
99	Noble Drilling	Noble Paul Romano	Noble EVA 4000	6	30	Ingalls Shipbuilding	USA	Liberia	AB		jul-81	1981		
100	Noble Drilling	Noble Paul Wolff	Noble EVA 4000	8,9	30	Ingalls Shipbuilding	USA	Liberia	AB		nov-81	1981		Transworld Rig 70
101	Noble Drilling	Noble Jim Thompson	Noble EVA 4000	6	30	Ingalls Shipbuilding	USA	Liberia	AB		abr-82	1982		
102	Noble Drilling	Noble Amos Runner	Noble EVA 4000	6,5	30	Ingalls Shipbuilding	USA	Liberia	AB		ago-82	1982		
103	Noble Drilling	Noble Homer Ferrington	F&G 9500 enhanced	6	20	Vyborg	Russia	Panama	AB		ene-84	1984		
104	Noble Drilling	Noble Dave Beard	F&G 9500 enhanced	6	20	Vyborg	Russia	Liberia	AB		ene-86	1986		
105	Noble Drilling	Noble Clyde Boudreaux	F&G 9500 enhanced	6	20	Vyborg	Russia	Liberia	AB		ene-87	1987		
106	Noble Drilling	Noble Danny Adkins	Brevik Engineering Bingo	7,5	30	SembCorp	Singapore	Liberia	AB		07-may-99	1999		
107	Noble Drilling	Noble Jim Day	Brevik Engineering Bingo	7,5	30	SembCorp	Singapore	Liberia	AB		07-may-99	1999		
108	North Atlantic	West Alpha	Ultra Yatzy	2,5	25	NKK Tsu	Japan	Panama	NV	10-nov-84	30-oct-86	1986		Dyvi Alpha
109	North Atlantic	West Venture	Smedvig ME 5000	8	33	Keppel Hitachi	Singapore	Panama	NV		21-sep-99	1999		West Future
110	North Atlantic	West Phoenix	Moss CS50 Mk. II	10	30	Samsung	Korea	Norway	NV	16-jun-05	31-mar-08	2008		
111	North Drilling	Iran Alborz	GVA 4000M	3,2	25	Sadra Shipyard	Iran	Iran			2005	2005		
112	North Drilling	Iran Amir Kabir	GVA 4000M	3,38	20	Sadra Shipyard	Iran	Iran			2009	2009		
113	Northern Offshore	Energy Driller	Mariner	0,6	20	Korean Sbdg.	Korea	Liberia	AB		feb-77	1977		Maersk Pioneer
114	Ocean Rig Asa	Eirik Raude	Brevik Engineering 9000	10	30	Dalian/FGO/Irving	China/USA/Can	Bahamas	NV		2002	2002		
115	Ocean Rig Asa	Leiv Eiriksson	Brevik Engineering 9000	10	30	Dalian/FGO	China/USA	Bahamas	NV		2002	2002		
116	Odebrecht Drilling	ODN Tay IV	F&G 9500 enhanced	7,5	30	Keppel FELS	Singapore	Bermuda	NV		1987	1987		
117	Odebrecht Drilling	Norbe VI	MSC TDS 2000	6,5	25	IMAC Abu Dhabi	U.A.E.	Panama	AB		17-nov-10	2010		
118	Odebrecht Drilling	ODN Delba III	GUSTO TDS 2500	9	25	IMAC Abu Dhabi	U.A.E.	Panama	AB		30-sep-11	2011		Delba III
119	Odfjell Drilling	Songa Delta	Ocean Ranger Modified	3	25	Rauma Repola	Finland	Norway	NV		1981	1981		
120	Odfjell Drilling	Deepsea Bergen	Aker H-3.2	1,5	25	Aker Oslo	Norway	Norway	NV		1983	1983		
121	Odfjell Drilling	Deepsea Atlantic	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	Korea	Norway	NV		06-feb-09	2009		
122	Odfjell Drilling	Deepsea Stavanger	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	Korea	Bermuda	NV		09-jul-10	2010		
123	Odfjell Drilling	Island Innovator	GM 4000 WI	9,8	26,2	Cosco	China	Norway	NV		02-oct-12	2012		
124	Petrobras	Petrobras X	MHI MD 503	4	29,5	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Liberia	AB		may-82	1982		
125	Petrobras	Petrobras XVI	UIE-CFEM TH 2800	1,5	25	Dunkerque	France	Liberia	BV		1984	1984		
126	Petrobras	Petrobras XVII	UIE-CFEM TH 2800	2,3	25	Dunkerque	France	Liberia	BV		1984	1984		
127	Petrobras	Petrobras XXIII	GVA 4000	6,25	25	Gotaverken Arendal	Sweden	Liberia	NV		1985	1985		
128	Queiroz Galvao Perf.	Atlantic Star	Pentagone 90	1,2	25	Dunkerque	France	Bahamas	AB		sep-76	1976		
129	Queiroz Galvao Perf.	Alaskan Star	F&G L-907	1,675	25	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Panama	AB		dic-76	1976		
130	Queiroz Galvao Perf.	Olinda Star	UIE-CFEM TH 2800	3,6	23	UIE Cherbourg	France	Liberia	BV		1983	1983		
131	Queiroz Galvao Perf.	Gold Star	Gusto MSC DSS 38	7,5	25	Keppel FELS	Singapore	Panama	AB		15-oct-09	2009		
132	Queiroz Galvao Perf.	Lone Star	Gusto MSC TDS 2000	7,5	25	IMAC Abu Dhabi	U.A.E.	Panama	AB		12-oct-10	2010		
133	Queiroz Galvao Perf.	Alpha Star	Gusto MSC DSS 38	7,5	25	Keppel FELS	Singapore	Panama	AB		26-mar-11	2011		
134	Saipem	Scarabeo 3	Blohm & Voss	1,6	25	Blohm & Voss	Germany	Italy	AB		1975	1975		
135	Saipem	Scarabeo 4	Blohm & Voss	1,8	25	Levingston	USA	Italy	AB		1975	1975		
136	Saipem	Scarabeo 5	ME4500DP	6,25	25	Fincantieri	Italy	Italy	AB		abr-90	1990		
137	Saipem	Scarabeo 6	F&G L-907 enhanced	3,28	25	Rauma Repola	Finland	Bahamas	AB		1984	1984		
138	Saipem	Scarabeo 7	F&G Pacesetter enhanced	4	25	Gotaverken Arendal	Sweden	Bahamas	AB		1998	1998		
139	Saipem	Scarabeo 8	Moss CD50 Mk. II	10	35	Severodvinsk	Russia	Bahamas	AB		27-abr-12	2012		

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
140	Saipem	Scarabeo 9	Frigstad D90	12	50	Yantai Raffles	China	Liberia	NV		19-ago-11	2011		
141	Schahin	Pantanal	F&G ExD	6,56	24,6	Yantai Raffles	China	Panama	AB		09-dic-10	2010		
142	Schahin	Amazonia	F&G ExD	7,87	24,6	Yantai Raffles	China	Panama	AB		10-abr-11	2011		
143	SeaDrill Ltd	West Sirius	F&G ExD millenium	7,5	30	SembCorp	Singapore	Panama	AB	20-jun-05	25-mar-08	2008	390	
144	SeaDrill Ltd	West Taurus	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Singapore	Panama	AB	20-jun-05	07-nov-08	2008	390	
145	SeaDrill Ltd	West Hercules	GVA 7500N	7,5	30	Daewoo	Korea	Panama	NV	16-sep-05	10-oct-08	2008	496	
146	SeaDrill Ltd	West Aquarius	GVA 7500N	7,5	30	Daewoo	Korea	Panama	NV	20-Jan-06	16-ene-09	2009	495	
147	SeaDrill Ltd	West Eminence	Moss CS50 Mk. II	10	30	Samsung	Korea	Norway	NV	20-jun-06	12-mar-09	2009		
148	SeaDrill Ltd	West Orion	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Singapore	Panama	AB	02-may-07	20-abr-10	2010	531	
149	SeaDrill Ltd	West Capricorn	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Singapore	Panama	AB		22-dic-11	2011		
150	SeaDrill Ltd	West Pegasus	Moss CS50 Mk II	10	35	Sevmash	Russia	Bahamas	NV	14-mar-07	14-mar-11	2011		
151	SeaDrill Ltd	West Leo	Moss CS50 Mk II	10	35	Vyborg	Russia	Bahamas	NV	08-jun-06	30-ene-12	2012		
152	Sevan Drilling	Sevan Driller	Sevan 650	12,5	40	Cosco Nantong	China	Singapore	NV	26-may-06	23-nov-09	2009		
153	Sevan Drilling	Sevan Brazil	Sevan 650	10	30	Cosco Nantong	China	Singapore	NV	01-oct-07	22-feb-12	2012		
154	Shanghai Offshore	Kan Tan III	Shanghai	0,6	17	Shanghai Shipyard	China	Panama	AB		1984	1984		
155	Socar	Shelf 1	F&G Pacesetter	0,6	20	Astrakhan	Russia	Russia			1981	1981		
156	Socar	Absheron	F&G Pacesetter	0,6	20	Astrakhan	Russia	Russia			1982	1982		
157	Socar	Shelf 3	F&G Pacesetter	1	23	Astrakhan	Russia	Russia			1984	1984		
158	Songa Offshore	Songa Venus	F&G Pacesetter	1,5	25	Bethlehem Beaumont	USA	Marshall I.	AB		jun-75	1975		Western Pacesetter II
159	Songa Offshore	Songa Trym	Aker H-3 enhanced	1,2	25	Aker Oslo	Norway	Norway	NV		jul-76	1976		Nortrym
160	Songa Offshore	Songa Dee	MHI MD 602	1,5	25	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Marshall I.	NV		sep-84	1984		Dyvi Stena
161	Songa Offshore	Songa Mercur	F&G 9500 enhanced	1,5	25	Vyborg	Russia	Marshall I.	NV	17-Apr-81	14-jun-90	1990		Shelf 10
162	SeaDrill Ltd	West Eclipse	F&G ExD	10	40	SembCorp	Singapore	Panama	AB		05-ago-11	2011		Songa Eclipse
163	Stena Drilling	Stena Clyde	Aker H-3	1,65	25	Rauma Repola	Finland	U.K.	NV	26-feb-73	oct-76	1976		Sea Conquest
164	Stena Drilling	Stena Spey	F&G L-907	1,5	20	Daewoo	Korea	U.K.	NV		jul-83	1983		High Seas Driller
165	Stena Drilling	Stena Don	Moss CS 30	1,65	30	Kvaerner Warnow	Germany	Bermuda	NV		30-oct-01	2001		
166	Transocean Inc.	Sedco 702	Earl & Wright Sedco 700	1,5	25	Avondale	USA	Liberia	AB		may-73	1973		
167	Transocean Inc.	Sedneth 701	Earl & Wright Sedco 700	1,5	25	Halifax	Canada	Liberia	AB		dic-73	1973		Sedco 701
168	Transocean Inc.	Sedco 700	Earl & Wright Sedco 700	3,6	25	Levingston	USA	Liberia	AB		ene-74	1974		
169	Transocean Inc.	Sedco 703	Earl & Wright Sedco 700	1,5	25	Avondale	USA	Liberia	AB		feb-74	1974		
170	Transocean Inc.	Sedco 704	Earl & Wright Sedco 700	1	25	Halifax	Canada	Liberia	AB		sep-74	1974		
171	Transocean Inc.	Falcon 100	F&G Pacesetter	2,4	25	Avondale	USA	Marshall I.	AB		sep-74	1974		Western Pacesetter III
172	Transocean Inc.	J. W. McLean	Zapata SS-3000	1,5	25	Bethlehem Beaumont	USA	Marshall I.	NV		1974	1974		
173	Transocean Inc.	GSF Aleutian Key	F&G 9500 enhanced	2,3	25	Mitsui Tamano	Japan	Vanuatu	AB		mar-76	1976		Aleutian Key
174	Transocean Inc.	Sedco 706	Earl & Wright Sedco 700	1	25	Kaiser Steel	USA	Liberia	AB		ago-76	1976		
175	Transocean Inc.	Sedco 707	Earl & Wright Sedco 700	6,5	25	Avondale	USA	Liberia	AB		oct-76	1976		
176	Transocean Inc.	C. Kirk Rhein Jr	Aker H-3	3,3	25	Aker Oslo	Norway	Panama	NV		1976	1976		
177	Transocean Inc.	Sedco 709	Earl & Wright Sedco 700	5	25	Halifax	Canada	Liberia	AB		mar-77	1977		
178	Transocean Inc.	Transocean Amirante	Aker H-3 enhanced	3,5	25	Rauma Repola	Finland	Panama	NV		may-78	1978		Seaway Swan
179	Transocean Inc.	Transocean Marianas	Earl & Wright Sedco 700	7	25	Marathon Brownsville	USA	Vanuatu	AB		sep-79	1979		MSV Thoros
180	Transocean Inc.	GSF Celtic Sea	F&G L-907 enhanced	5,75	25	Mitsui Tamano	Japan	Vanuatu	AB		mar-82	1982		Glomar Celtic Sea
181	Transocean Inc.	Transocean John Shaw	F&G 9500 enhanced	1,8	25	Mitsui Tamano	Japan	Panama	NV	09-nov-80	16-sep-82	1982		John Shaw
182	Transocean Inc.	Sedco 711	Earl & Wright Sedco 711	1,8	25	Hyundai	Korea	Liberia	AB		25-oct-82	1982		
183	Transocean Inc.	Actinia	F&G 9500 enhanced	1,5	25	Hitachi Osaka	Japan	Marshall I.	AB		dic-82	1982		
184	Transocean Inc.	Transocean Winner	GVA 4000	1,5	25	Gotaverken Arendal	Sweden	Marshall I.	NV		ene-83	1983		Treasure Saga
185	Transocean Inc.	Sedco 710	Earl & Wright Sedco 700	4	25	Mitsui Tamano	Japan	Liberia	AB		mar-83	1983		
186	Transocean Inc.	Transocean Searcher	Trosvik Bingo 3000	1,5	25	Kaldnes	Norway	Marshall I.	NV		mar-83	1983		Ross Isle

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
187	Transocean Inc.	M. G. Hulme Jr	F&G 9500 enhanced	5	25	Daewoo	Korea	Vanuatu	AB		abr-83	1983		
188	Transocean Inc.	Jim Cunningham	F&G 9500 enhanced	5	25	Daewoo	Korea	Vanuatu	AB		may-83	1983		
189	Transocean Inc.	Sedco 601	Earl & Wright Sedco 600	1,5	25	Promet	Singapore	Liberia	AB		may-83	1983		
190	Transocean Inc.	GSF Rig 135	F&G 9500 enhanced	2,4	25	Daewoo	Korea	Vanuatu	AB		jun-83	1983		Santa Fe Rig 135
191	Transocean Inc.	Transocean Prospect	Trosvik Bingo 3000 modif	1,5	25	NKK Tsu	Japan	Marshall I.	NV		jul-83	1983		Penrod 76
192	Transocean Inc.	Transocean Legend	Trosvik Bingo 3000 modif	3,5	25	NKK Tsu	Japan	Vanuatu	AB		sep-83	1983		Penrod 77
193	Transocean Inc.	Sedco 712	Earl & Wright Sedco 711	1,6	25	Hyundai	Korea	Liberia	AB		sep-83	1983		
194	Transocean Inc.	GSF Rig 140	F&G 9500 enhanced	2,4	25	Daewoo	Korea	Vanuatu	AB		oct-83	1983		Santa Fe Rig 140
195	Transocean Inc.	Sedco 714	Earl & Wright Sedco 711	1,6	25	Hyundai	Korea	Liberia	AB		dic-83	1983		
196	Transocean Inc.	GSF Arctic I	F&G L-907 enhanced	3,4	25	Rauma Repola	Finland	Vanuatu	NV	11-jun-80	dic-83	1983		Glomar Arctic I
197	Transocean Inc.	GSF Grand Banks	Aker H-3.2	1,5	25	Saint John	Canada	Panama	NV		mar-84	1984		Bow Drill 3
198	Transocean Inc.	Sovereign Explorer	GVA 4000	4	25	Cammell Laird	England	Liberia	NV		abr-84	1984		
199	Transocean Inc.	GSF Arctic III	F&G L-907 enhanced	1,8	25	Rauma Repola	Finland	Vanuatu	NV		nov-84	1984		Glomar Arctic III
200	Transocean Inc.	Henry Goodrich	Sonat/Mitsui	2	25	Mitsui Tamano	Japan	Panama	NV		1985	1985		
201	Transocean Inc.	Transocean Polar Pioneer	Sonat/Hitachi	1,5	25	Hitachi Osaka	Japan	Panama	NV		1985	1985		
202	Transocean Inc.	Transocean Arctic	Marotec 56	1,65	25	Mitsubishi Hiroshima	Japan	Marshall I.	NV		jun-86	1986		Ross Rig
203	Transocean Inc.	Jack Bates	F&G L-1020 Trendsetter	6	30	IHI	Japan	Vanuatu	AB		nov-86	1986		Zane Barnes
204	Transocean Inc.	Transocean Leader	Aker H-4.21	4,5	25	Hyundai	Korea	Marshall I.	NV		mar-87	1987		Transocean No. 8
205	Transocean Inc.	Paul B. Loyd Jr	Aker H-4-2 DP	2	25	Hyundai	Korea	Panama	NV		abr-87	1987		Norjarl
206	Transocean Inc.	Transocean Rather	GVA 4500 enhanced	4,5	25	Daewoo	Korea	Panama	NV	30-oct-84	23-dic-87	1987		Sonat Pratt Rather
207	Transocean Inc.	Transocean Richardson	GVA 4500 enhanced	5	25	Daewoo	Korea	Panama	NV		oct-88	1988		Sonat George Richardson
208	Transocean Inc.	Transocean Driller	F&G 9500 enhanced	3	25	Astano	Spain	Vanuatu	AB		16-jul-91	1991		
209	Transocean Inc.	Deepwater Nautilus	RB8-8M	8	30	Hyundai	Korea	Vanuatu	AB		15-ene-00	2000		
210	Transocean Inc.	Cajun Express	SFXpress	8,5	35	PPL	Singapore	Liberia	AB		15-may-00	2000		
211	Transocean Inc.	Sedco Express	SFXpress	7,5	25	DCN Brest	France	Liberia	AB		29-jun-00	2000		
212	Transocean Inc.	Sedco Energy	SFXpress	7,5	25	DCN Brest	France	Liberia	AB		27-jul-00	2000		
213	Transocean Inc.	GSF Development Driller II	F&G ExD	7,5	37,5	PPL/Jurong	Singapore	Vanuatu	AB		19-feb-05	2004		
214	Transocean Inc.	GSF Development Driller I	F&G ExD	7,5	37,5	PPL/Jurong	Singapore	Vanuatu	AB		28-mar-05	2005		
215	Transocean Inc.	Transocean Spitzbergen	Aker H6e	10	30	Aker Stord	Norway	Bahamas	NV	21-oct-05	20-feb-09	2009		Aker Spitzbergen
216	Transocean Inc.	Development Driller III	MSC DSS 51	7,5	35	Keppel FELS	Singapore	Vanuatu	AB		22-may-09	2009		
217	Transocean Inc.	Transocean Barents	Aker H6e	10	30	Aker Stord	Norway	Bahamas	NV	21-oct-05	19-jun-09	2009		Aker Barents
218	Ventura	Louisiana	Rauma Repola	6,234	30	Rauma Repola	Finland	Liberia	LR		1982	1982		
219	Ventura	SSV Victoria	GVA 7500	7,5	30	Daewoo	Korea	Liberia	NV	06-jul-06	30-sep-09	2009		
220	Viking Offshore	Viking Producer	Pentagone	0,6	20	Dunkerque	France	France	AB		01/01/1969	1969		

World Fleet of Semi-Submersible Drilling Rigs

Most recent update: October 4, 2012.

TOTAL 240

ITEM	Operator	Rig Name	Design	Water Depth (ft.)	Drilling Depth (ft.)	Builder	Country	Flag	Class	Contract Date	Delivery Date	YEAR	Cost (\$mm)	Original Name
.	20 Semi-Submersible Drilling Rigs on Order from Shipyards Worldwide													
221	China Oilfield Ser	COSLProspector	GG 5000	2,5	30	Yantai Raffles	China				2014	2014		
222	Diamond Offshore	Ocean Apex	Enhanced Victory Class/ Crucifix form	6	30	Jurong	Singapore		AB	14-Aug-12	2Q 2014	2014	370	
223	Dolphin A/S		Moss CS-60 E	10	40	Hyundai	Korea				2015	2015		
224	North Atlantic	West Mira	Moss CS60	10	40	Hyundai	Korea	Norway	NV		2014	2014		
225	North Atlantic	West Rigel	Moss CS60	10	40	Jurong	Singapore	Norway	NV		2014	2014		
226	North Sea Rigs	North Dragon	GM 4-D	4	26	CIMC Raffles	China				2015	2015		
227	Odebrecht Drilling	Botinas	MSC TDS 2000	9	25	IMAC Abu Dhabi	U.A.E.				2013	2013		
228	Odfjell Drilling	Deepsea Aberdeen	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	Korea				2014	2014		
229	Queiroz Galvao Perf.	Urca	FELS DSS 38E	10	33		Brazil				2015	2015		
230	Queiroz Galvao Perf.	Bracuhy	FELS DSS 38E	10	33		Brazil				2017	2017		
231	Queiroz Galvao Perf.	Mangaratiba	FELS DSS 38E	10	33		Brazil				2018	2018		
232	Sevan Drilling	Sevan Louisiana	Sevan 650	10	30	Cosco Nantong	China				2013	2013		
233	Sevan Drilling	Sevan Developer	Sevan 650	12,5	40	Cosco Nantong	China				2014	2014		
234	Songa Offshore	Songa Endurance	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	Korea				2014	2014		
235	Songa Offshore	Songa Equinox	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	Korea				2014	2014		
236	Songa Offshore	Songa Enabler	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	Korea				2015	2015		
237	Songa Offshore	Songa Encourage	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	Korea				2015	2015		
238	Ventura	SSV Caterina	GVA 7500	7,5	30	Daewoo	Korea				2012	2012		
239	Ventura	Portogalo	FELS DSS 38E	10	33		Brazil				2016	2016		
240	Ventura	Frade	FELS DSS 38E	10	33		Brazil				2018	2018		

5.2. BASE DE DATOS DE PROYECTO

- 1. LIMITACIONES OPERATIVAS**
- 2. CARACTERISTICAS PRINCIPALES**
- 3. DESPLAZAMIENTOS Y VELOCIDADES**
- 4. CAPACIDADES**
- 5. MAQUINARIA**
- 6. PROPULSIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN**
- 7. RELACIONES DIMENSIONALES**
- 8. GRÚAS**

PAGINA EN BLANCO

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE
ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

ITEM	Operator	COUNTRY	Rig Name	Design	Water Depth (10 ³ ft.)	Drilling Depth (10 ³ ft.)	Builder	Flag	Class	YEAR	Original Name
5	Atwood Oceanics	USA	Atwood Osprey	F&G ExD millenium	6	32	SembCorp	Marshall I.	AB	2011	0
6	Atwood Oceanics	USA	Atwood Condor	F&G ExD	8,2	40	SembCorp	Marshall I.	AB	2012	0
14	China Oilfield Ser	CHINA	Hai Yang Shi You 981	F&G ExD	10	40	Waigaoqiao SY	China	AB	2011	0
15	China Oilfield Ser	CHINA	COSLPioneer	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	Singapore	NV	2010	0
16	China Oilfield Ser	CHINA	COSLInnovator	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	Singapore	NV	2011	0
17	China Oilfield Ser	CHINA	COSLPromoter	GM 4000	2,5	30	Yantai Raffles	Singapore	NV	2012	0
49	Diamond Offshore	USA	Ocean Courage	F&G ExD	10	40	SembCorp	Marshall I.	AB	2009	Petrorig I
50	Diamond Offshore	USA	Ocean Valor	F&G ExD	10	40	SembCorp	Marshall I.	AB	2009	Petrorig II
66	ENSCO	UK	ENSCO 6001	Megathyst	5,6	25	Daewoo	Bahamas	AB	2000	Pride Carlos Walter
67	ENSCO	UK	ENSCO 6002	Megathyst	5,6	25	Daewoo	Bahamas	AB	2001	Pride Brazil
68	ENSCO	UK	ENSCO 6003	Megathyst	5,6	25	Halter Marine Pascagoula Inc. USA	Bahamas	AB	2004	Pride Rio de Janeiro
69	ENSCO	UK	ENSCO 6004	Megathyst	5,6	25	Halter Marine Pascagoula Inc. USA	Bahamas	LR	2004	Pride Portland
70	ENSCO	UK	ENSCO 7500	Ensko 7500	8	30	Friede Goldman	Liberia	AB	2000	0
71	ENSCO	UK	ENSCO 8500	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2008	0
72	ENSCO	UK	ENSCO 8501	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2009	0
73	ENSCO	UK	ENSCO 8502	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2010	0
74	ENSCO	UK	ENSCO 8503	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2010	0
75	ENSCO	UK	ENSCO 8504	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2011	0
76	ENSCO	UK	ENSCO 8505	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2012	0
77	ENSCO	UK	ENSCO 8506	Gusto MSC Ensko 8500	8,5	35	Keppel FELS	Liberia	AB	2012	0
80	Gazflot	RUSIA	Polyamaya Zvezda	Moss CS50 Mk. II	10	35	Samsung	Russia	0	2011	0
81	Gazflot	RUSIA	Severnaye Sivanie	Moss CS50 Mk. II	10	35	Samsung	Russia	0	2011	0
82	Ind. Perf. da Campeche	MEXICO	Centenario	F&G ExD	3	10	SembCorp	Panama	AB	2010	Petrorig III
83	Ind. Perf. da Campeche	MEXICO	Bicentenario	GVA 7500	10	35	Daewoo	Panama	NV	2011	0
84	Ind. Perf. da Campeche	MEXICO	La Muralla IV	GVA 7500	10	35	Daewoo	Panama	0	2011	0
89	Maersk Contractors	DENMARK	Maersk Explorer	DSS20-CAS-M	3,3	30	KFELS/Caspian SB	Denmark	AB	2003	0
90	Maersk Contractors	DENMARK	Maersk Developer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Denmark	AB	2009	0
91	Maersk Contractors	DENMARK	Maersk Discoverer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Singapore	AB	2009	0
92	Maersk Contractors	DENMARK	Maersk Deliverer	Gusto MSC DSS 21	10	30	Keppel FELS	Denmark	AB	2010	0
110	North Atlantic	NORWAY	West Phoenix	Moss CS50 Mk. II	10	30	Samsung	Norway	NV	2008	0
111	North Drilling	IRAN	Iran Alborz	GVA 4000M	3,2	25	Sadra Shipyard	Iran	0	2005	0
112	North Drilling	IRAN	Iran Amir Kabir	GVA 4000M	3,38	20	Sadra Shipyard	Iran	0	2009	0
114	Ocean Rig Asa	GREECE	Eirik Raude	Brevik Engineering 9000	10	30	Dalian/FGO/Irving	Bahamas	NV	2002	0
115	Ocean Rig Asa	GREECE	Leiv Eiriksson	Brevik Engineering 9000	10	30	Dalian/FGO	Bahamas	NV	2002	0
117	Odebrecht Drilling	BRAZIL	Norbe VI	MSC TDS 2000	6,5	25	IMAC Abu Dhabi	Panama	AB	2010	0
118	Odebrecht Drilling	BRAZIL	ODN Delba III	GUSTO TDS 2500	9	25	IMAC Abu Dhabi	Panama	AB	2011	Delba III
121	Odjell Drilling	NORWAY	Deepsea Atlantic	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	Norway	NV	2009	0
122	Odjell Drilling	NORWAY	Deepsea Stavanger	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	Bermuda	NV	2010	0
123	Odjell Drilling	NORWAY	Island Innovator	GM 4000 WI	9,8	26,2	Cosco	Norway	NV	2012	0
131	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Gold Star	Gusto MSC DSS 38	9	30	Keppel FELS	Panama	AB	2009	0
132	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Lone Star	Gusto MSC TDS 2000	7,5	25	IMAC Abu Dhabi	Panama	AB	2010	0

ITEM	Operator	COUNTRY	Rig Name	Design	Water Depth (10 ³ ft.)	Drilling Depth (10 ³ ft.)	Builder	Flag	Class	YEAR	Original Name
133	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Alpha Star	Gusto MSC DSS 38	9	25	Keppel FELS	Panama	AB	2011	0
139	Saipem	ITALY	Scarabeo 8	Moss CD50 Mk. II	10	35	Severodvinsk	Bahamas	AB	2012	0
140	Saipem	ITALY	Scarabeo 9	Frigstad D90	12	50	Yantai Raffles	Liberia	NV	2011	0
141	Schahin	BRAZIL	Pantanal	F&G ExD	6,56	24,6	Yantai Raffles	Panama	AB	2010	0
142	Schahin	BRAZIL	Amazonia	F&G ExD	7,87	24,6	Yantai Raffles	Panama	AB	2011	0
143	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Sirius	F&G ExD millenium	7,5	30	SembCorp	Panama	AB	2008	0
144	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Taurus	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Panama	AB	2008	0
145	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Hercules	GVA 7500N	7,5	30	Daewoo	Panama	NV	2008	0
146	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Aquarius	GVA 7500N	7,5	30	Daewoo	Panama	NV	2009	0
147	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Eminence	Moss CS50 Mk. II	10	30	Samsung	Norway	NV	2009	0
148	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Orion	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Panama	AB	2010	0
149	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Capricorn	F&G ExD millenium	10	40	SembCorp	Panama	AB	2011	0
150	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Pegasus	Moss CS50 Mk II	10	35	Sevmash	Bahamas	NV	2011	0
151	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Leo	Moss CS50 Mk II	10	35	Vyborg	Bahamas	NV	2012	0
152	Sevan Drilling	NORWAY	Sevan Driller	Sevan 650	12,5	40	Cosco Nantong	Singapore	NV	2009	0
153	Sevan Drilling	NORWAY	Sevan Brazil	Sevan 650	10	30	Cosco Nantong	Singapore	NV	2012	0
162	SeaDrill Ltd	NORWAY	West Eclipse	F&G ExD	10	40	SembCorp	Panama	AB	2011	Songa Eclipse
165	Stena Drilling	UK	Stena Don	Moss CS 30	1,65	30	Kvaerner Warnow	Bermuda	NV	2001	0
209	Transocean Inc.	USA	Deepwater Nautilus	RB8-SM	8	30	Hyundai	Vanuatu	AB	2000	0
210	Transocean Inc.	USA	Cajun Express	SFXpress	8,5	35	PPL	Liberia	AB	2000	0
211	Transocean Inc.	USA	Sedco Express	SFXpress	7,5	25	DCN Brest	Liberia	AB	2000	0
212	Transocean Inc.	USA	Sedco Energy	SFXpress	7,5	25	DCN Brest	Liberia	AB	2000	0
213	Transocean Inc.	USA	GSF Development Driller II	F&G ExD	7,5	37,5	PPL/Jurong	Vanuatu	AB	2004	0
214	Transocean Inc.	USA	GSF Development Driller I	F&G ExD	7,5	37,5	PPL/Jurong	Vanuatu	AB	2005	0
215	Transocean Inc.	USA	Transocean Spitzbergen	Aker H6e	10	30	Aker Stord	Bahamas	NV	2009	Aker Spitzbergen
216	Transocean Inc.	USA	Development Driller III	MSC DSS 51	7,5	35	Keppel FELS	Vanuatu	AB	2009	0
217	Transocean Inc.	USA	Transocean Barents	Aker H6e	10	30	Aker Stord	Bahamas	NV	2009	Aker Barents
219	Ventura	BRAZIL	SSV Victoria	GVA 7500	7,5	30	Daewoo	Liberia	NV	2009	0

NEW PROJECT UNDER CONTRUCTION OR DEVELOPMENT

221	China Oilfield Ser	CHINA	COSLProspector	GG 5000	2,5	30	Yantai Raffles	Singapore	NV	2014	0
223	Dolphin A/S	NORWAY	0	Moss CS-60 E	10	40	Hyundai	0	0	2015	0
224	North Atlantic	NORWAY	West Mira	Moss CS60	10	40	Hyundai	Norway	NV	2014	0
225	North Atlantic	NORWAY	West Rigel	Moss CS60	10	40	Jurong	Norway	NV	2014	0
226	North Sea Rigs	0	North Dragon	GM 4-D	4	26	CIMC Raffles	0	0	2015	0
227	Odebrecht Drilling	BRAZIL	Botinas	MSC TDS 2000	9	25	IMAC Abu Dhabi	0	0	2013	0
228	Odfjell Drilling	NORWAY	Deepsea Aberdeen	GVA 7500N	10	37,5	Daewoo	0	0	2014	0
229	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Urcu	FELS DSS 38E	10	33	0	0	0	2015	0
230	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Braculy	FELS DSS 38E	10	33	0	0	0	2017	0
231	Queiroz Galvao Perf.	BRAZIL	Mangaratiba	FELS DSS 38E	10	33	0	0	0	2018	0
232	Sevan Drilling	NORWAY	Sevan Louisiana	Sevan 650	10	30	Cosco Nantong	0	0	2013	0
233	Sevan Drilling	NORWAY	Sevan Developer	Sevan 650	12,5	40	Cosco Nantong	0	0	2014	0
234	Songa Offshore	NORWAY	Songa Endurance	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	0	0	2014	0
235	Songa Offshore	NORWAY	Songa Equinox	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	0	0	2014	0
236	Songa Offshore	NORWAY	Songa Enabler	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	0	0	2015	0
237	Songa Offshore	NORWAY	Songa Encourage	GVA 4000 NCS	1,64	28	Daewoo	0	0	2015	0
238	Ventura	BRAZIL	SSV Caterina	GVA 7500	7,5	30	Daewoo	0	0	2012	0
239	Ventura	BRAZIL	Portogalo	FELS DSS 38E	10	33	0	0	0	2016	0
240	Ventura	BRAZIL	Frade	FELS DSS 38E	10	33	0	0	0	2018	0
241	Vantage Drilling Company	#N/A	SDO1	#N/A			#N/A	#N/A	#N/A		#N/A

SERIES TIPO

,		#N/A		GVA 7500							
,		#N/A		F&G ExD	10	37,5					
,		#N/A		F&G Millenium 2400	7,8	25					
,	COSL	#N/A		GG 5000	4,9	24,6	Yantai Raffles		DNV	2013	
,		#N/A		GUSTO OCEAN 850	9				AB		
,		#N/A		FRIGSTAD D90	12	50			DNV		
,		#N/A		F&G ExD-H	9,8	40			AB	2013	
,		#N/A		F&G ExD-H6C	9,8	40			AB		
,		#N/A		DSME-6000m	8	35	DAEWOO		AB	2009	

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

1. LIMITACIONES OPERATIVAS

MEDIA ARMÓNICA	27,46	47,05	1,39	56,83	12,63	100,16	4,64
MEDIANA	35,10	50,00	1,55	55,77	13,70	100,00	5,80
MODA	22,00	50,00	1,55	55,77	14,00	100,00	5,80
MÍNIMO	11,00	21,09	0,39	39,00	9,90	97,00	2,00
MÁXIMO	51,80	70,00	3,50	95,80	14,00	105,00	58,00

							OPERATING CONDITIONS			STORM CONDITIONS			
ITEM	Rig Name	STATION KEEPING	INTERVENTION DESIGN	LOCATION	ENVIRONMENT	GENERATION	WAVE (ft)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)	WAVE (ft)	WAVE PERIOD (s)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)
5	Atwood Osprey	MOORING		INDICO									
6	Atwood Condor	DPS2		GOM									
14	Hai Yang Shi You 981			CHINA									
15	COSLPioneer	DPS3		NORWAY									
16	COSLIinnovator	DPS3		NORWAY									
17	COSLPromoter	DPS3		NORWAY									
49	Ocean Courage	DPS2		BRAZIL									
50	Ocean Valor	DPS2		BRAZIL									
66	ENSCO 6001	DPS3		BRAZIL					55,77	14	100		
67	ENSCO 6002	DPS3		BRAZIL					55,77	14	100		
68	ENSCO 6003	DPS3		BRAZIL					55,77	14	100		
69	ENSCO 6004	DPS3		BRAZIL					55,77	14	100		
70	ENSCO 7500	DPS2		BRAZIL									
71	ENSCO 8500	DPS2		GOM									
72	ENSCO 8501	DPS2		GOM									
73	ENSCO 8502	DPS2		INDIA									
74	ENSCO 8503	DPS2		GOM									
75	ENSCO 8504	DPS2		INDIA									
76	ENSCO 8505	DPS2		GOM									
77	ENSCO 8506	DPS2		GOM									
80	Polyamaya Zvezda			WEST PACIFIC									
81	Severnoye Sivanie			WEST PACIFIC									
82	Centenario	DPS2		GOM									
83	Bicentenario	DPS3		GOM									
84	La Muralla IV	DPS2		NORTH SEA									
89	Maersk Explorer	MOORING		CASPIAN			40	45	1,4		9,9		
90	Maersk Developer	DPS2		GOM			22	50	1,55		11		
91	Maersk Discoverer	DPS2		WEST AFRICA			22	50	1,55		11		
92	Maersk Deliverer	DPS2		WEST AFRICA			22	50	1,55		11		
110	West Phoenix	DPS3		NORTH SEA									
111	Iran Alborz			CASPIAN									
112	Iran Amir Kabir	MOORING		CASPIAN									

ITEM	Rig Name	STATION KEEPING	INTERVENTION DESIGN	LOCATION	ENVIRONMENT	GENERATION	OPERATING CONDITIONS			STORM CONDITIONS			
							WAVE (ft)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)	WAVE (ft)	WAVE PERIOD (s)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)
114	Eirik Raude	DPS3		NORTH SEA									
115	Leiv Eiriksson	DPS3		NORTH SEA									
117	Norbe VI	DPS2		BRAZIL									
118	ODN Delba III	DPS2		BRAZIL									
121	Deepsea Atlantic	DPS3		NORTH SEA	HARSH	6		55,21					
122	Deepsea Stavanger	DPS3		NORTH SEA	HARSH	6		55,21					
123	Island Innovator	DPS3	YES	NORTH SEA	HARSH	6	26,25	55,21		55,77		100,11	
131	Gold Star	DPS2	YES	BRAZIL	HARSH	5	35,10	38,16	3,13		13,70		
132	Lone Star	DPS2	YES	BRAZIL	HARSH	5	35,10	38,16	3,13		13,70		
133	Alpha Star	DPS2	YES	BRAZIL	HARSH	5	35,10	38,16	3,13		13,70		
139	Scarabeo 8	DPS3		ARCTIC	HARSH	6							
140	Scarabeo 9	DPS3		WEST AFRICA	HARSH	6	47,6	70		84,6		100	
141	Pantanal	DPS2		BRAZIL									
142	Amazonia	DPS2		BRAZIL									
143	West Sirius	DPS2		GOM									
144	West Taurus	DPS2		BRAZIL									
145	West Hercules	DPS3		ARCTIC									
146	West Aquarius	DPS3		NORTH SEA									
147	West Eminence	DPS3		BRAZIL									
148	West Orion	DPS2		BRAZIL									
149	West Capricorn	DPS2		GOM									
150	West Pegasus	DPS3		GOM									
151	West Leo	DPS3		WEST AFRICA									
152	Sevan Driller			BRAZIL		CILINDRICAL							
153	Sevan Brazil			BRAZIL		CILINDRICAL							
162	West Eclipse	DPS2		WEST AFRICA									
165	Stena Don	DPS3		NORTH SEA	HARSH		11	21,09	0,3858		14		
209	Deepwater Nautilus	MOORING		GOM			35	51	1,1	48		105	2
210	Cajun Express	DPS3		NORTH SEA			19,7	50	3,5	39		100	5,8
211	Sedco Express	DPS3		WEST AFRICA				70	3,1			100	5,8
212	Sedco Energy	DPS3		WEST AFRICA				70	3,1			97	58
213	GSF Development Driller II	DPS2		GOM									
214	GSF Development Driller I	DPS2		GOM									
215	Transocean Spitzbergen	DPS3		NORWAY	HARSH	6	39,4	45	1				
216	Development Driller III	DPS2		GOM									
217	Transocean Barents	DPS3		ARCTIC	HARSH	6	39,4	45	1				
219	SSV Victoria			BRAZIL									

NEW PROJECT UNDER CONTRUCTION OR DEVELOPMENT

221	COSLProspector	DPS3											
223	0												
224	West Mira	DPS3				6							
225	West Rigel	DPS3				6							
226	North Dragon												
227	Botinas												
228	Deepsea Aberdeen												
229	Urca												
230	Bracuhy												
231	Mangaratiba												

							OPERATING CONDITIONS			STORM CONDITIONS			
ITEM	Rig Name	STATION KEEPING	INTERVENTION DESIGN	LOCATION	ENVIRONMENT	GENERATION	WAVE (ft)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)	WAVE (ft)	WAVE PERIOD (s)	WIND (kn)	Surface CURRENT (kn)
232	Sevan Louisiana			GOM		CILINDRICAL							
233	Sevan Developer					CILINDRICAL							
234	Songa Endurance	DPS3	YES		HARSH	6							
235	Songa Equinox	DPS3	YES		HARSH	6							
236	Songa Enabler	DPS3	YES		HARSH	6							
237	Songa Encourage	DPS3	YES		HARSH	6							
238	SSV Caterina												
239	Portogalo												
240	Frade												
241	SDO1												

SERIES TIPO

,													
,		DPS3											
,													
,		DPS3											
,		DPS2			MODERATE	6							
,		DPS3				6	51,8	70		95,8		100	
,		DPS3			HARSH	6							
,		DPS3			HARSH	6							
,		DPS2			MODERATE	6							

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

MEDIA ARMÓNICA	106,77	76,56	105,43	16,87	58,77	8,90	35,24	19,88	8,89	16,26		4,26
MEDIANA	114,50	76,68	105,00	17,07	56,32	9,00	36,25	20,00	9,20	16,25	0,30	4,00
MODA	94,49	73,15	94,49	17,07	56,08	7,32	29,57	20,00	9,85	13,72	0,30	4,00
MÍNIMO	76,00	54,60	80,56	13,00	52,00	7,32	28,35	15,00	7,30	12,19	-0,30	4,00
MÁXIMO	150,00	97,00	134,00	23,00	76,00	12,50	45,50	25,15	11,75	21,50	1,00	8,00

		MAIN TECHNICALS											
ITEM	Rig Name	LENGTH (m)	BEAM OUTSIDE PONTOONS (m)	PONTOONS LENGTH (m)	PONTOONS BEAM (m)	PONTOONS CENTERLINE BEAM (m)	PONTOONS DEPTH (m)	HEIGHT of UPPER HULL (m)	OPERATING DRAFT (m)	TRANSIT DRAFT (m)	SURVIVAL DRAFT (m)	FB	COLUMNS
5	Atwood Osprey	108	74,4	108	20,1	54,3	8,5	36	20				4
6	Atwood Condor	118,1	91,2		20,1	71,1	8,5	36	20				4
14	Hai Yang Shi You 981	114	78						19				4
15	COSLPioneer	104,5	65						17,75	9,2	15,75		4
16	COSLIinnovator	104,5	65						17,75	9,2	15,75		4
17	COSLPromoter	104,5	65						17,75	9,2	15,75		4
49	Ocean Courage	115,60	78,70	115,60			8,54	38,71	19,81	8,23	17,00	0,310	4
50	Ocean Valor	115,60	78,70	115,60			8,54	38,71	19,81	8,23		0,310	4
66	ENSCO 6001	76,00	54,60						18,95				4
67	ENSCO 6002	76,00	54,60						18,95				4
68	ENSCO 6003	76,00	54,60						18,95				4
69	ENSCO 6004	76,00	54,60						18,95				4
70	ENSCO 7500	88,39	73,15	88,39	15,24	57,912	7,32	28,35	18,29	7,32	12,19	0,000	4
71	ENSCO 8500	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
72	ENSCO 8501	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
73	ENSCO 8502	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
74	ENSCO 8503	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
75	ENSCO 8504	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
76	ENSCO 8505	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
77	ENSCO 8506	94,49	73,15	94,49	17,07	56,0812	7,32	29,57	16,76	7,62	13,72	-0,305	4
80	Polyamaya Zvezda	117,96	72,85						23,50	9,85			6
81	Severnoye Sivanie	117,96	72,85						23,50	9,85			6
82	Centenario	118,00	91,20					38,60	15,00	8,35	13,00		4
83	Bicentenario	119,20	96,70					42,50	23,00	9,94	19,00		4
84	La Muralla IV	118,10	91,20					38,60	17,00	8,35	15,00		4
89	Maersk Explorer	101,80	90,00		14,00	76	8,60	35,00	20,50	8,43	18,50	0,175	4
90	Maersk Developer	117,00	78,00	115,00	18,00	60	10,00	37,00	20,50	9,70	18,50	0,300	4
91	Maersk Discoverer	117,00	78,00	115,00	18,00	60	10,00	37,00	20,50	9,70	18,50	0,300	4
92	Maersk Deliverer	117,00	78,00	115,00	18,00	60	10,00	37,00	20,50	9,70	18,50	0,300	4
110	West Phoenix	117,96	72,85						23,50	9,85			6
111	Iran Alborz												4
112	Iran Amir Kabir	80.56	73.90	80.56	18.68	55.22	7.50	36.50	19.50				4

		MAIN TECHNICALS											
ITEM	Rig Name	LENGTH (m)	BEAM OUTSIDE PONTOONS (m)	PONTOONS LENGTH (m)	PONTOONS BEAM (m)	PONTOONS CENTERLINE BEAM (m)	PONTOONS DEPTH (m)	HEIGHT of UPPER HULL (m)	OPERATING DRAFT (m)	TRANSIT DRAFT (m)	SURVIVAL DRAFT (m)	FB	COLUMNS
114	Eirik Raude	119,38	83,00	105,00	16,00	67	12,25	38,25	23,75	11,75	21,00	0,500	6
115	Leiv Eiriksson	119,38	83,00	105,00	16,00	67	12,25	38,25	23,75	11,75	21,00	0,500	6
117	Norbe VI	91,44	70,10										4
118	ODN Delba III	97,50	75,00						18,30	7,30			4
121	Deepsea Atlantic	108,80		108,80	16,00		10,20		23,00	9,94	19,00	0,260	4
122	Deepsea Stavanger	108,80		108,80	17,30		10,20		23,00	9,94	19,00	0,260	4
123	Island Innovator	104,50	65,00	104,50	13,00	52	9,75	36,85	17,75	9,29	15,75	0,460	4
131	Gold Star	103,50	69,50	103,50	15,00	54,5	9,00		20,50	8,70	16,50	0,300	4
132	Lone Star	97,54	70,10	97,54	15,00	55,1	7,62		18,30	7,50	13,72	0,120	4
133	Alpha Star	103,50	69,50	103,50	15,00	54,5	9,00		20,50	8,70	16,50	0,300	4
139	Scarabeo 8	118,56	90,74	118,56	15,73	75,01	10,15		23,50	9,85	21,50	0,300	6
140	Scarabeo 9	115,00	80,00	110,00	16,00	64	11,60		23,60	11,60	17,10	0,000	4
141	Pantanal	105,00	77,30	105,00	18,20	59,1	7,60	34,00	16,75	7,30		0,300	4
142	Amazonia	105,00	77,30	105,00	18,20	59,1	7,60	34,00	16,75	7,30		0,300	4
143	West Sirius	115,70	90,40						20,00	8,20			4
144	West Taurus	115,70	90,40						20,00	8,20			4
145	West Hercules	116,50	96,60				10,24						4
146	West Aquarius	116,50	96,60				10,24						4
147	West Eminence	117,96	72,85						23,50	9,85			6
148	West Orion	115,70	90,40						20,00	8,20			4
149	West Capricorn	115,70	90,40						20,00	8,20			4
150	West Pegasus	117,96	72,85						23,50	9,85			6
151	West Leo	117,96	72,85						23,50	9,85			6
152	Sevan Driller												CILINDRIC
153	Sevan Brazil												CILINDRIC
162	West Eclipse	121,00	91,00										4
165	Stena Don	95,50	67,00	95,50	13,00	54	12,50	33,50	21,50	11,50	18,50	1,000	6
209	Deepwater Nautilus	119,00	94,00	114,00			9,10	41,50	23,00	9,00	16,50	0,100	4
210	Cajun Express	106,00	69,00					34,00	20,00	10,00			4
211	Sedco Express	106,00	69,00					34,00	20,00	9,00			4
212	Sedco Energy	106,00	69,00					34,00	20,00	10,00			4
213	GSF Development Driller II	98,82	76,68						20,00	8,30	15,00		4
214	GSF Development Driller I	98,82	76,68						20,00				4
215	Transocean Spitzbergen	120,00	77,00	120,00	19,50	57,5	10,00	45,50	23,00	9,70	19,00	0,300	8
216	Development Driller III	117,00	78,00	117,00				37,00	20,50	9,70	16,00		4
217	Transocean Barents	120,00	77,00	120,00	19,50	57,5	10,00	45,50	23,00	9,70	19,00	0,300	8
219	SSV Victoria												4

NEW PROJECT UNDER CONTRUCTION OR DEVELOPMENT

221	COSLProspector	104,50	70,50	104,50	16,50	54	10,05	37,55	17,50	9,75	15,50	0,300	4
223	0												6
224	West Mira	122,56	93,13						23,50	9,85			6
225	West Rigel	122,56	93,13						23,50	9,85			6
226	North Dragon												4
227	Botinas												4
228	Deepsea Aberdeen												4
229	Urca												4
230	Bracuhy												4
231	Mangaratiba												4

		MAIN TECHNICALS											
ITEM	Rig Name	LENGTH (m)	BEAM OUTSIDE PONTOONS (m)	PONTOONS LENGTH (m)	PONTOONS BEAM (m)	PONTOONS CENTERLINE BEAM (m)	PONTOONS DEPTH (m)	HEIGHT of UPPER HULL (m)	OPERATING DRAFT (m)	TRANSIT DRAFT (m)	SURVIVAL DRAFT (m)	FB	COLUMNS
232	Sevan Louisiana												CILINDRIC
233	Sevan Developer												CILINDRIC
234	Songa Endurance	116,00	97,00	116,00					25,15	9,45	19,15		4
235	Songa Equinox	116,00	97,00						25,15	9,45	19,15		4
236	Songa Enabler	116,00	97,00						25,15	9,45	19,15		4
237	Songa Encourage	116,00	97,00						25,15	9,45	19,15		4
238	SSV Caterina												4
239	Portogalo												4
240	Frade												4
241	SDO1												

SERIES TIPO

,							10,24						4
,		115,60	78,70	115,60			8,54			8,20	16,00	0,340	4
,		105,00	73,10	105,00			7,60		16,75	7,30	15,25	0,300	4
,		104,50	70,50	104,50	16,50	54	10,05	37,55	17,50	9,75	15,50	0,300	4
,		109,00		109,00				35,00	19,80	7,50	13,80		4
,		115,00		114,00				42,90	23,6	11,6	17,60		4
,		127,00	83,00	110,00	22,00	61	9,80		17,00	8,80	17,00	1,000	4
,		150,00	92,00	134,00	23,00	69	8,50		19,00	7,50	16,00	1,000	6
,		101,12	72,96	101,12	16,64	56,32	9,60	33,20	17,00	9,30	14,50	0,300	4

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

MEDIA ARMÓNICA	78,82	71,24	4,59	14,39	13,81	11,31	7,63	25,55	53,59
MEDIANA	78,50	72,72	8,00	15,24	13,72	11,75	7,46	26,46	57,91
MODA	77,72	65,00	2,44	15,24	13,72	10,36	7,00	41,45	61,26
MÍNIMO	63,50	63,50	2,43	11,00	10,00	8,00	6,40	14,50	30,00
MÁXIMO	102,80	80,00	9,00	18,40	18,00	13,50	10,06	42,00	66,00

ITEM	Rig Name	MAIN TECHNICALS									PONTON ENDS	
		MAIN DECK LENGTH (m)	MAIN DECK WIDTH (m)	UPPER HULL THICKNESS (m)	COLUMN CORNER LENGTH (m)	COLUMN CORNER WIDTH (m)	AIR GAP DURING DRILLING (m)	MOOM POOL LENGTH (m)	MOOM POOL WIDTH (m)	DERRICK HIGHT (m)	AFT	FORE
5	Atwood Osprey									65,53	PLANE	PLANE
6	Atwood Condor									64,01	PLANE	PLANE
14	Hai Yang Shi You 981										PLANE	PLANE
15	COSLPioneer	81,5	65							48,8	TRIANGLE	PARABOLIC
16	COSLIinnovator	81,5	65							48,8	TRIANGLE	PARABOLIC
17	COSLPromoter	81,5	65							48,8	TRIANGLE	PARABOLIC
49	Ocean Courage	74,37	74,37		15,9	15,9		8,53	41,45	64,01	PLANE	PLANE
50	Ocean Valor	74,37	74,37		15,9	15,9		8,53	41,45	64,01	PLANE	PLANE
66	ENSCO 6001				13,20	12,01				49,68	CIRCULAR	CIRCULAR
67	ENSCO 6002				13,20	12,01				49,68	CIRCULAR	CIRCULAR
68	ENSCO 6003				13,20	12,01				49,68	CIRCULAR	CIRCULAR
69	ENSCO 6004				13,20	12,01				49,68	CIRCULAR	CIRCULAR
70	ENSCO 7500	67,06	73,15		15,24	10,67	10,06			51,82		
71	ENSCO 8500	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
72	ENSCO 8501	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
73	ENSCO 8502	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
74	ENSCO 8503	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
75	ENSCO 8504	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
76	ENSCO 8505	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
77	ENSCO 8506	77,72	73,15	2,44	15,24	13,72	10,36			61,26	PLANE	PLANE
80	Polyamaya Zvezda	83,2	72,72								CIRCULAR	CIRCULAR
81	Severnoye Sivanie	83,2	72,72								CIRCULAR	CIRCULAR
82	Centenario										PLANE	PLANE
83	Bicentenario										CIRCULAR	CIRCULAR
84	La Muralla IV										CIRCULAR	CIRCULAR
89	Maersk Explorer	63,5	63,5		12,5	14				66	PLANE	PLANE
90	Maersk Developer	78,5	78		17	18		9	31		PLANE	PLANE
91	Maersk Discoverer	78,5	78		17	18					PLANE	PLANE
92	Maersk Deliverer	78,5	78		17	18					PLANE	PLANE
110	West Phoenix	83,2	72,72							30	CIRCULAR	CIRCULAR
111	Iran Alborz										CIRCULAR	CIRCULAR
112	Iran Amir Kabir			8	12,9	12,9					CIRCULAR	CIRCULAR

ITEM	Rig Name	MAIN TECHNICALS									PONTON ENDS	
		MAIN DECK LENGTH (m)	MAIN DECK WIDTH (m)	UPPER HULL THICKNESS (m)	COLUMN CORNER LENGTH (m)	COLUMN CORNER WIDTH (m)	AIR GAP DURING DRILLING (m)	MOOM POOL LENGTH (m)	MOOM POOL WIDTH (m)	DERRICK HIGHT (m)	AFT	FORE
114	Eirik Raude	78,56	66,56		11,56	11,56	13,5	7	14,5	51,816	PLANE	PLANE
115	Leiv Eiriksson	78,56	66,56		11,56	11,56	13,5	7	14,5	51,816	PLANE	PLANE
117	Norbe VI	70,71	73,15									
118	ODN Delba III	76,2	76,2								PLANE	PLANE
121	Deepsea Atlantic	94	78		16,8	14,4	13,5			61	CIRCULAR	CIRCULAR
122	Deepsea Stavanger	94	78		18,4	14,4	13,5			61	CIRCULAR	CIRCULAR
123	Island Innovator	81,4	65	7,6	13	13	11,5	7	21,9	36	TRIANGLE	PARABOLIC
131	Gold Star	69,5	69,5	8	15	15					PLANE	PLANE
132	Lone Star	102,8	64,6	2,43	11	15					PLANE	PLANE
133	Alpha Star	69,5	69,5	8	15	15					PLANE	PLANE
139	Scarabeo 8	83,2	72,72							51,82	CIRCULAR	CIRCULAR
140	Scarabeo 9	78	80					8	42	35,97	TRIANGLE	TRIANGLE
141	Pantanal	68,6	67,1					6,71	26,46	57,912	PLANE	PLANE
142	Amazonia	68,6	67,1					6,71	26,46	57,912	PLANE	PLANE
143	West Sirius										PLANE	PLANE
144	West Taurus										PLANE	PLANE
145	West Hercules										CIRCULAR	CIRCULAR
146	West Aquarius										CIRCULAR	CIRCULAR
147	West Eminence	83,2	72,72								CIRCULAR	CIRCULAR
148	West Orion										PLANE	PLANE
149	West Capricorn										PLANE	PLANE
150	West Pegasus	83,2	72,72								CIRCULAR	CIRCULAR
151	West Leo	83,2	72,72								CIRCULAR	CIRCULAR
152	Sevan Driller											
153	Sevan Brazil											
162	West Eclipse										PLANE	PLANE
165	Stena Don	72,5	67		11,2	10	12	7	21,5		CIRCULAR	CIRCULAR
209	Deepwater Nautilus			8,5				6,40	28,35			
210	Cajun Express							7,92	41,15		PARABOLIC	PARABOLIC
211	Sedco Express							7,92	41,15		PARABOLIC	PARABOLIC
212	Sedco Energy							8	41		PARABOLIC	PARABOLIC
213	GSF Development Driller II	74,42	74,42	8,6	15,86	17,98					PLANE	PLANE
214	GSF Development Driller I	74,42	74,42	8,6							PLANE	PLANE
215	Transocean Spitzbergen	90	70	8	12,5	12,5		10,06	21,03		CIRCULAR	CIRCULAR
216	Development Driller III	77,50	78,50		17,01	17,50					PLANE	PLANE
217	Transocean Barents	90	70	8	12,5	12,5		10,06	21,03		CIRCULAR	CIRCULAR
219	SSV Victoria										CIRCULAR	CIRCULAR

NEW PROJECT

221	COSLProspector	81,5	65	8,05			12	7	21,95	48,8	TRIANGLE	PARABOLIC
223	0										CIRCULAR	CIRCULAR
224	West Mira										CIRCULAR CHAFLAN	CIRCULAR CHAFLAN
225	West Rigel										CIRCULAR CHAFLAN	CIRCULAR CHAFLAN
226	North Dragon											
227	Botinas											
228	Deepsea Aberdeen										CIRCULAR	CIRCULAR
229	Urca											
230	Bracuhy											
231	Mangaratiba											

ITEM	Rig Name	MAIN TECHNICALS									PONTON ENDS	
		MAIN DECK LENGTH (m)	MAIN DECK WIDTH (m)	UPPER HULL THICKNESS (m)	COLUMN CORNER LENGTH (m)	COLUMN CORNER WIDTH (m)	AIR GAP DURING DRILLING (m)	MOOM POOL LENGTH (m)	MOOM POOL WIDTH (m)	DERRICK HIGHT (m)	AFT	FORE
232	Sevan Louisiana											
233	Sevan Developer											
234	Songa Endurance	83,85	65				12,6				CIRCULAR	CIRCULAR
235	Songa Equinox	83,85	65				12,6				CIRCULAR	CIRCULAR
236	Songa Enabler	83,85	65				12,6				CIRCULAR	CIRCULAR
237	Songa Encourage	83,85	65				12,6				CIRCULAR	CIRCULAR
238	SSV Caterina										CIRCULAR	CIRCULAR
239	Portogalo											
240	Frade											
241	SDO1											

SERIES TIPO

,											CIRCULAR	CIRCULAR
,		77,4	74,4	8,6	15,9	15,9				65	PLANE	PLANE
,		68,6	67,1	8,1	13,7	12,2				65	PLANE	PLANE
,		83,1	69,5	8,05			12	7	21,95	48,8	TRIANGLE	PARABOLIC
,		73	73								PLANE	PLANE
,		78	80				10,5				TRIANGLE	TRIANGLE
,		79	78	9	18	17				56,39	PLANE	PLANE
,		102	77	8,6	16	16				65,53	PLANE	PLANE
,				8,2			8				CIRCULAR CHAFLAN	CIRCULAR CHAFLAN

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

3. DESPLAZAMIENTOS Y VELOCIDADES

MEDIA ARMÓNICA	41523,15	41957,85	32568,14	15529,05	4525,19	5805,01	6143,10	6,76	3,50
MEDIANA	46659,00	42168,00	32182,00	14000,00	5000,00	7000,00	7000,00	6,50	3,50
MODA	21270,00	34700,00	31560,00	10380,00	5250,00	7256,80	6000,00	6,00	3,50
MÍNIMO	21270,00	28800,00	21100,00	10380,00	2500,00	3000,00	3500,00	4,00	3,50
MÁXIMO	67200,00	62900,00	44500,00	34560,00	7500,00	9622,00	9700,00	10,00	3,50

ITEM	Rig Name	DISPLACEMENTS							SPEED	
		AT DRILLING DRAFT (tons)	AT SURVIVAL DRAFT (tons)	AT TRANSIT DRAFT (tons)	LIGHTWEIGHT (tons)	VARIABLE DECK-DRILL. LOADS TRANSIT (tons)	VARIABLE DECK-DRILL. LOADS SURVIVAL (tons)	VARIABLE DECK-DRILL. LOADS (tons)	TRANSIT SPEED (kN)	SURVIVAL SPEED (kN)
5	Atwood Osprey	49750						6000		
6	Atwood Condor	46568						8000		
14	Hai Yang Shi You 981									
15	COSLPioneer	36400	34700	26700				4000	10	
16	COSLIinnovator	36400	34700	26700				4000	10	
17	COSLPromoter	36400	34700	26700				4000	10	
49	Ocean Courage	46750	43400					8100	4,5	
50	Ocean Valor	46750	43400					8100	4,5	
66	ENSCO 6001	21270			10380	2500	3000	3500	6	
67	ENSCO 6002	21270			10380	2500	3000	3500	6	
68	ENSCO 6003	21270			10380	2500	3000	3500	6	
69	ENSCO 6004	21270			10380	2500	3000	3500	6	
70	ENSCO 7500					3175	5714,73	5714,73	6	3,5
71	ENSCO 8500					5250	7256,8	7256,8		3,5
72	ENSCO 8501					5250	7256,8	7256,8		3,5
73	ENSCO 8502					5250	7256,8	7256,8		3,5
74	ENSCO 8503					5250	7256,8	7256,8		3,5
75	ENSCO 8504					5250	7256,8	7256,8		3,5
76	ENSCO 8505					5250	7256,8	7256,8		3,5
77	ENSCO 8506					5250	7256,8	7256,8		3,5
80	Polyamaya Zvezda					6000	5600	6000	8	
81	Severnoye Sivanie					6000	5600	6000	8	
82	Centenario									
83	Bicentenario					7400		9700	6	
84	La Muralla IV								6	
89	Maersk Explorer	30200	28800	21100				4000		
90	Maersk Developer	53718		38960		4600		8500		
91	Maersk Discoverer	53718		38960				8500		
92	Maersk Deliverer	53718		38960				8500		
110	West Phoenix					6000	5600	6000	8	
111	Iran Alborz									
112	Iran Amir Kabir									

ITEM	Rig Name	DISPLACEMENTS							SPEED	
		AT DRILLING DRAFT (tons)	AT SURVIVAL DRAFT (tons)	AT TRANSIT DRAFT (tons)	LIGHTWEIGHT (tons)	VARIABLE DECK- DRILL. LOADS TRANSIT (tons)	VARIABLE DECK- DRILL. LOADS SURVIVAL (tons)	VARIABLE DECK-DRILL. LOADS (tons)	TRANSIT SPEED (kN)	SURVIVAL SPEED (kN)
114	Eirik Raude	53393		38243	14000	5000	5900	5900	6	
115	Leiv Eiriksson	53393		38243	14000	6534	7222	7222	6	
117	Norbe VI					4856	5677	6779		
118	ODN Delba III	36651						7758		
121	Deepsea Atlantic	56150	51000	41300		7500	7500	7500	6	
122	Deepsea Stavanger	56150	51000	41300		7500	7500	7500	6	
123	Island Innovator	38040	36308	28736		3485	4512	4505	10	
131	Gold Star	39327		35677		4898	9622	9622		
132	Lone Star	32000		23000		4689		6470		
133	Alpha Star	39327		35677		4898		9622		
139	Scarabeo 8					6000	5600	6000	8	
140	Scarabeo 9	53800	46700	39900		6100	6100	8100		
141	Pantanal							5500		
142	Amazonia							5500		
143	West Sirius								6	
144	West Taurus								7	
145	West Hercules								6	
146	West Aquarius							7000	6	
147	West Eminence					6000	5600	6000	8	
148	West Orion					5000	7000	7000	7	
149	West Capricorn					5000	7000	7000	7	
150	West Pegasus					5600	4700	6200	8	
151	West Leo					5600	4700	6200	8	
152	Sevan Driller									
153	Sevan Brazil									
162	West Eclipse							7000	4	
165	Stena Don	35778	33701	25453		3500		3900	8	
209	Deepwater Nautilus							8800		
210	Cajun Express							6000		
211	Sedco Express							6000		
212	Sedco Energy							6000		
213	GSF Development Driller II	46507	40936	32804		5000	7000	7000		
214	GSF Development Driller I	46507				5000	7000	7000		
215	Transocean Spitzbergen	64500	59600	44500				7000	7	
216	Development Driller III	53000	48000	38000		5000	8000	8000		
217	Transocean Barents	64500	59600	44500				7000		
219	SSV Victoria								6	

NEW PROJECT

221	COSLProspector	40710	38759	30830				5000	10	
223	0									
224	West Mira					7000	7500	7500	8	
225	West Rigel					7000	7500	7500	8	
226	North Dragon									
227	Botinas									
228	Deepsea Aberdeen								6	
229	Urca									
230	Bracuhy									
231	Mangaratiba									

ITEM	Rig Name	DISPLACEMENTS							SPEED	
		AT DRILLING DRAFT (tons)	AT SURVIVAL DRAFT (tons)	AT TRANSIT DRAFT (tons)	LIGHTWEIGHT (tons)	VARIABLE DECK- DRILL. LOADS TRANSIT (tons)	VARIABLE DECK- DRILL. LOADS SURVIVAL (tons)	VARIABLE DECK-DRILL. LOADS (tons)	TRANSIT SPEED (kN)	SURVIVAL SPEED (kN)
232	Sevan Louisiana									
233	Sevan Developer									
234	Songa Endurance	54664		31560	34560	3000		5000	6	
235	Songa Equinox	54664		31560	34560	3000		5000		
236	Songa Enabler	54664		31560	34560	3000		5000		
237	Songa Encourage	54664		31560	34560	3000		5000		
238	SSV Caterina								6	
239	Portogalo									
240	Frade									
241	SDO1									

SERIES TIPO

,								7500	6	
,		52500	49000	38300		4500		9000		
,		36465	35230	27855		4500	5800	5800		
,		40710	38759	30830				5000	10	
,		43500	37200	28800		4100	8000	8000		
,		56860	50124	41776		6100		8100	9	
,		57200	57200			5000	7000	7000		
,		67200	62900			5500	9000	9000		
,		38500	36400	30900				6000	8,5	

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

4. CAPACIDADES

MEDIA ARMÓNICA	2854,96	1941,46	550,45	1539,00	630,79	448,91	396,48	282,72	13609,49	151,54
MEDIANA	3240,00	2210,07	720,00	2100,00	660,00	675,00	473,92	350,00	13210,00	150,00
MODA	2655,26	2225,97	249,63	2583,71	500,00	500,00	540,00	300,00	13210,00	150,00
MÍNIMO	870,00	1119,98	169,49	636,00	349,00	60,97	169,90	84,00	11400,00	102,00
MÁXIMO	6518,90	3776,00	2019,27	10600,00	2384,97	1200,00	987,00	756,00	21891,00	200,00

STORAGES CAPACITIES											
ITEM	Rig Name	FUEL (m ³)	DRILL WATER (m ³)	POTABLE WATER (m ³)	LIQUID MUD (m ³)	BASE OIL (m ³)	BRINE (m ³)	BENTONITE BARITE (m ³)	CEMENT (m ³)	BALLAST (m ³)	ACOMODATION
5	Atwood Osprey	1733	3439	1733	2536		61	401	390		200
6	Atwood Condor	3641	3483	1688	2664	746	832	474	400		200
14	Hai Yang Shi You 981										
15	COSLPioneer	3468	2038	600	660	814	200	240	240	13210	120
16	COSLInnovator	3468	2038	600	660	814	200	240	240	13210	120
17	COSLPromoter	3468	2038	600	660	814	200	240	240	13210	120
49	Ocean Courage		2323	1697	2753	750	763	888	390		164
50	Ocean Valor		2323	1697	2753	750	763	778	500		164
66	ENSCO 6001	2145	1120	398	636		274	200	84		130
67	ENSCO 6002	2145	1120	398	636		274	200	84		130
68	ENSCO 6003	2145	1120	398	636		274	200	84		130
69	ENSCO 6004	2145	1120	398	636		274	200	84		
70	ENSCO 7500	2610	1325	169	1351			976	570		140
71	ENSCO 8500	2655	2226	250	2584				736		150
72	ENSCO 8501	2655	2226	250	2584				736		150
73	ENSCO 8502	2655	2226	250	2584				736		150
74	ENSCO 8503	2655	2226	250	2584				736		150
75	ENSCO 8504	2655	2226	250	2584				736		150
76	ENSCO 8505	2655	2226	250	2584				736		150
77	ENSCO 8506	2655	2226	250	2584				736		150
80	Polyamaya Zvezda	3240	1521	720	2100	500	500	540	300		
81	Severnoye Sivanie	3240	1521	720	2100	500	500	540	300		
82	Centenario										158
83	Bicentenario										158
84	La Muralla IV										158
89	Maersk Explorer	870	1210	600	650	349	349	562	452	11400	130
90	Maersk Developer	4000	2000	800	3000	750	750	905	680		180
91	Maersk Discoverer				3000			905	680		180
92	Maersk Deliverer				3000			905	680		180
110	West Phoenix	3240	1521	720	2100	500	500	540	300		128
111	Iran Alborz										
112	Iran Amir Kabir										

		STORAGES CAPACITIES									ACOMODATION
ITEM	Rig Name	FUEL (m ³)	DRILL WATER (m ³)	POTABLE WATER (m ³)	LIQUID MUD (m ³)	BASE OIL (m ³)	BRINE (m ³)	BENTONITE BARITE (m ³)	CEMENT (m ³)	BALLAST (m ³)	
114	Eirik Raude	4631	1959	1115	1657	406	680	350	350		140
115	Leiv Eiriksson	4631	1959	1115	1657	406	680	350	350		140
117	Norbe VI		2117	286	1177			255	127		140
118	ODN Delba III	3249		400	1760			544	300		200
121	Deepsea Atlantic	3100	2600		2940	660	1100	620	280		158
122	Deepsea Stavanger	3500	2600	500	2500	700	1100	620	280		156
123	Island Innovator	3277	2089	600	650		200	240	240		120
131	Gold Star	2359	1434	1439	1435		850	170	226,53		130
132	Lone Star	2276	2000	226	1336		700	510	187		140
133	Alpha Star	2359	1434	1439	1435		850	170	226,53		130
139	Scarabeo 8	3240	1521	720	2100	500	500	540	300		140
140	Scarabeo 9	4352	3069	1139	2369	477	816	833	433		200
141	Pantanal	2684	2495	439	843			209	127		135
142	Amazonia	2684	2495	439	843			209	127		135
143	West Sirius	3380	2330	714	2990	760	775	710	375		180
144	West Taurus	3380	2330	714	2990	760	775	710	375		180
145	West Hercules	3380	2600		2470	620	670	620	280		180
146	West Aquarius	3380	2600		2470	620	670	620	280		180
147	West Eminence	3240	1521	720	2100	500	500	540	300		128
148	West Orion	3380	2330	714	2990	760	775	710	375		180
149	West Capricorn	3380	2330	714	2990	760	775	710	375		180
150	West Pegasus	3260	1500	775	2000	535	560	380	380		192
151	West Leo	3260	1500	775	2000	535	560	380	380		192
152	Sevan Driller										
153	Sevan Brazil										
162	West Eclipse	3659	3500	1748	3040	750	830	477	526		180
165	Stena Don										102
209	Deepwater Nautilus	4293	3142	675	636			462	231		150
210	Cajun Express	1335	1589	667	1680			325	325		158
211	Sedco Express	1559	1559	593	1719			325	325		184
212	Sedco Energy	1525	1525	636	715			325	325		130
213	GSF Development Driller II	3226	2304	755	2980	730	775	555	480		176
214	GSF Development Driller I	3226	2304	755	2980	730	775	555	480		160
215	Transocean Spitzbergen	4100	3000	794	1700	1400	1200	390	390		140
216	Development Driller III	4000	2000	800	2200	600	600	680	680	21891	150
217	Transocean Barents	4100	3000	794	1700	1400	1200	390	390		140
219	SSV Victoria										

NEW PROJECT

221	COSLProspector	3200	1360	800	1920	1050	1160	400	400	13000	130
223	0										
224	West Mira	3700	1700	900	10600	500	500	540	300		150
225	West Rigel	3700	1700	900	10600	500	500	540	300		150
226	North Dragon										
227	Botinas										
228	Deepsea Aberdeen	3380	2600		2470	620	670	620	280		
229	Urcu										
230	Bracuhy										
231	Mangaratiba										

		STORAGES CAPACITIES									ACOMODATION
ITEM	Rig Name	FUEL (m ³)	DRILL WATER (m ³)	POTABLE WATER (m ³)	LIQUID MUD (m ³)	BASE OIL (m ³)	BRINE (m ³)	BENTONITE BARITE (m ³)	CEMENT (m ³)	BALLAST (m ³)	
232	Sevan Louisiana										
233	Sevan Developer										
234	Songa Endurance	2550			1200	629	682	340	340		
235	Songa Equinox	2550			1200	629	682	340	340		
236	Songa Enabler										
237	Songa Encourage	2550			1200	629	682	340	340		
238	SSV Caterina										
239	Portogalo										
240	Frade										
241	SDO1										

SERIES TIPO

,											
,		5260	2740	1397	3058	830	292	987	756		180
,		2925	2495	440	855			460	125		150
,		3200	1360	800	1920	1050	1160	400	400	13000	130
,		2900	1500	900	2150		400	415	400		140
,		4459	3776	1036	2870	442		898	440		200
,		6519	2194	2019	2401	413	413	418	400		178
,		6519	3323	811	3085	2385	827	529	400		200
,		2740	2530	800	2300	670	670	360	220		150

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

5. MAQUINARIA

MEDIA ARMÓNICA	7,10	5981,42	43056,05	7,02	4542,68	31389,03
MEDIANA	8,00	6369,00	45360,00	8,00	4707,50	33600,00
MODA	8,00	5000,00	35000,00	8,00	3580,00	25060,00
MÍNIMO	4,00	4460,00	25728,00	4,00	2680,00	10720,00
MÁXIMO	10,00	10200,00	62107,83	10,00	7300,00	53440,00

ITEM	Rig Name	MAIN MACHINERY				POWER GENERATION				
		DIESEL MOTOR Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	ELECT. GEN Nos	MODEL	UNITARY POWER (kW)	TOTAL POWER (kW)	POWER DISTRIBUTION
5	Atwood Osprey	4	CAT C280-16	6432	25728	4	ABB AMG0710LT08 LSE	5400	21600	11kV
6	Atwood Condor	8	CAT C280-16	6780	54243	8				11kV
14	Hai Yang Shi You 981									
15	COSLPioneer	6	Wartsila Vasa 12V32	7051,8	42310,8	6	SIEMENS 1DK4536-8AL06-2	4840	29040	6,6 kV
16	COSLInnovator	6	Wartsila Vasa 12V32	7051,8	42310,8	6	SIEMENS 1DK4536-8AL06-2	4840	29040	6,6 kV
17	COSLPromoter	6	Wartsila Vasa 12V32	7051,8	42310,8	6	SIEMENS 1DK4536-8AL06-2	4840	29040	6,6 kV
49	Ocean Courage	8	CAT 3616 C280	6624	52992					
50	Ocean Valor	8	CAT 3616 C280	6624	52992					
66	ENSCO 6001	6	CAT 3612-DITA	4460	26760	6	LEROY SOMER LSA 56 AL 12/8p	4243,5	25461	6,6kV
67	ENSCO 6002	6	CAT 3612-DITA	4460	26760	6	LEROY SOMER LSA 56 AL 12/8p	4243,5	25461	6,6kV
68	ENSCO 6003	6	CAT 3612-DITA	4460	26760	6	LEROY SOMER LSA 56 AL 12/8p	4243,5	25461	6,6kV
69	ENSCO 6004	6	CAT 3612-DITA	4460	26760	6	LEROY SOMER LSA 56 AL 12/8p	4243,5	25461	6,6kV
70	ENSCO 7500	6	EMD ME20-710G7B	5000	30000	6	BAYLOR S855YNB-506	3580	21480	3,40kV
71	ENSCO 8500	7	EMD ME20-710G7C	5000	35000	7	BAYLOR S855YNV-643	3580	25060	4,16kV
72	ENSCO 8501	7	EMD ME20-710G7C	5000	35000	7	BAYLOR S855YNV-643	3580	25060	4,16kV
73	ENSCO 8502	7	EMD ME20-710G7C	5000	35000	7	BAYLOR S855YNV-643	3580	25060	4,16kV
74	ENSCO 8503	7	EMD ME20-710G7C	5000	35000	7	BAYLOR S855YNV-643	3580	25060	4,16kV
75	ENSCO 8504	7	EMD ME20-710G9C-T2	5000	35000	7	BAYLOR S855YNT-656	3580	25060	4,16kV
76	ENSCO 8505	7	EMD ME20-710G9C-T2	5000	35000	7	BAYLOR S855YNT-656	3580	25060	4,16kV
77	ENSCO 8506	7	EMD ME20-710G9C-T2	5000	35000	7	BAYLOR S855YNT-656	3580	25060	4,16kV
80	Polyamaya Zvezda									
81	Severnoye Sivanie									
82	Centenario	8	CAT C-280-16	6624	52992					
83	Bicentenario	8	CAT C-3616	6624	52992					
84	La Muralla IV	8	CAT C-280-16	6624	52992					
89	Maersk Explorer	4	WARTSILA VASA 16V200			4	ABB AMG 710S6	2680	10720	
90	Maersk Developer	8	WARTSILA 16V26	6555	52440	8		4800	38400	11kV
91	Maersk Discoverer	8	WARTSILA 16V26	6555	52440	8		4800	38400	11kV
92	Maersk Deliverer	8	WARTSILA 16V26	6555	52440	8		4800	38400	11kV
110	West Phoenix	8		6072	48576	8		4400	35200	
111	Iran Alborz									
112	Iran Amir Kabir									

ITEM	Rig Name	MAIN MACHINERY				POWER GENERATION				
		DIESEL MOTOR Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	ELECT. GEN Nos	MODEL	UNITARY POWER (kW)	TOTAL POWER (kW)	POWER DISTRIBUTION
114	Eirik Raude	6	WARSILA 18V32	10200	61200	6	ABB ASG 900 XUB	7300	43800	
115	Leiv Eiriksson	6	WARSILA 18V32	10200	61200	6	ABB ASG 900 XUB	7300	43800	
117	Norbe VI	8		5000	40000	8		3950	31600	
118	ODN Delba III	10	EMD ME20-710G9C-T2	5400	54000					
121	Deepsea Atlantic	8	WARTSILA W32	7590	60720	8				
122	Deepsea Stavanger	8	WARTSILA W32	7590	60720	8				11KV
123	Island Innovator	6	WARTSILA 12V32	6679	40075	6		4840	29040	6,6 Kv
131	Gold Star	10	EMD 20,710,G7B	5293	52930	10	BAYLOR AC GENERATOR	4091	40910	11KV
132	Lone Star	8	EMD 20,710,G7C-T2	5293	42344	8	BAYLOR AC G8552T-649	3800	30400	11KV
133	Alpha Star	10	EMD 20,710,G7B	4797	47972	10	BAYLOR AC GENERATOR	4091	40910	11KV
139	Scarabeo 8	8	CAT C280-3616	6982,8	55862,4	8	KATO AC 8P12	5445	43560	
140	Scarabeo 9	8	WARTSILA	7452	59616	8				11 kV
141	Pantanal	7	CAT 3616	6072	42504	7	KATO AC 8P12-400	4400	30800	11 kV
142	Amazonia	7	CAT 3616	6072	42504	7	KATO AC 8P12-400	4400	30800	11 kV
143	West Sirius	8	CAT 3616			8		4715	37720	
144	West Taurus	8	CAT 3616			8		4715	37720	
145	West Hercules	8	WARTZILA 12V32			8	ABB	4700	37600	
146	West Aquarius	8	WARTZILA 12V32			8	ABB	4700	37600	
147	West Eminence	8		5896	47168	8		4400	35200	
148	West Orion	8	CAT 3616			8	ABB	4715	37720	
149	West Capricorn	8	CAT 3616			8	ABB	4715	37720	
150	West Pegasus	8	RR	5092	40736	8		4600	36800	
151	West Leo	8	RR	5896	47168	8		4600	36800	
152	Sevan Driller									
153	Sevan Brazil									
162	West Eclipse	8	CAT C280			8		4800	38400	
165	Stena Don	9	WARTSILA 16/25	4830	43470	9	SIEMENS 1 DK 4135-6 BF04-Z	3938,0	35442,36	11 Kv
209	Deepwater Nautilus									
210	Cajun Express	6	CAT 3616	6369	38214	6	KATO	4400	26400	11 kV AC
211	Sedco Express	6	CAT 3616	6369	38214	6	KATO C183-2382	4400	26400	11 kV AC
212	Sedco Energy	6	CAT 3616	6369	38214	6	KATO C183-2382	4400	26400	11 kV AC
213	GSF Development Driller II	8	CAT 3612	5444	43552					11 kV AC
214	GSF Development Driller I	8	CAT 3612	5444	43552					11 kV AC
215	Transocean Spitzbergen	8	RR	7066	56528	8	ALCONZA NIR 10092A-10QLV	5611,5	44892	
216	Development Driller III	8	CAT 3616	6760	54080	8	LEROY SOMMER LSA 58 LT AC	4840	38720	
217	Transocean Barents	8	RR	7066	56528	8	ALCONZA NIR 10092A-10QLV	5611,5	44892	
219	SSV Victoria									

NEW PROJECT

221	COSLProspector	6	RR B3240V12A			6	SIEMENS 1DK4536-8AL05-Z	5535	33210	6,6 kV
223	0									
224	West Mira	8		7590	60720	8		5500	44000	
225	West Rigel	8		7590	60720	8		5500	44000	
226	North Dragon									
227	Botinas									
228	Deepsea Aberdeen									
229	Urca									
230	Bracuhy									
231	Mangaratiba									

ITEM	Rig Name	MAIN MACHINERY				POWER GENERATION				
		DIESEL MOTOR Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	ELECT. GEN Nos	MODEL	UNITARY POWER (kW)	TOTAL POWER (kW)	POWER DISTRIBUTION
232	Sevan Louisiana									
233	Sevan Developer									
234	Songa Endurance	6				6		5600	33600	
235	Songa Equinox	6				6		5600	33600	
236	Songa Enabler	6				6		5600	33600	
237	Songa Encourage	6				6		5600	33600	
238	SSV Caterina									
239	Portogalo									
240	Frade									
241	SDO1									

SERIES TIPO

,										
,						8		4990	39920	
,		6	CAT 3616							11 kV
,		6	RR B3240V12A			6	SIEMENS 1DK4536-8AL05-Z	5535	33210	6,6 kV
,		10				10		3800	38000	
,		8		7763,48	62107,83	8				11 kV
,		8				8		5530	44240	11 kV
,		8				8		6680	53440	11 kV
,		8		5952,96	47623,68	8				11 kV

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

6. PROPULSIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN

MEDIA ARMÓNICA		4335,98	151,38
MEDIANA	8,00	4727,50	611,61
MODA	8,00	5520,00	700,00
MÍNIMO	4,00	2145,00	64,22
MÁXIMO	8,00	7480,00	800,00

		STATION KEEPING					
ITEM	Rig Name	THRUSTERS Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	THRUST STATIC (unit) (kN)	DPS
5	Atwood Osprey				0		
6	Atwood Condor	8	RR	5092	40736		KONGSBERG Simrad, DPS-2
14	Hai Yang Shi You 981				0		
15	COSLPioneer	6	WARTSILA-LIPS FS3500-536 UN	5244	31464		Kongsberg Maritime SDP-22 +SDP-12
16	COSLIInnovator	6	WARTSILA-LIPS FS3500-536 UN	5244	31464		Kongsberg Maritime SDP-22 +SDP-12
17	COSLPromoter	6	WARTSILA-LIPS FS3500-536 UN	5244	31464		Kongsberg Maritime SDP-22 +SDP-12
49	Ocean Courage	8	ABB 630		0		Kongsberg K-POS
50	Ocean Valor	8	ABB 630		0		Kongsberg K-POS
66	ENSCO 6001	8	LIPS CS1500-250NU	2145	17160		KONGSBERG Simrad SDP21
67	ENSCO 6002	8	LIPS CS1500-250NU	2145	17160		KONGSBERG Simrad SDP21
68	ENSCO 6003	8	LIPS CS1500-250NU	2145	17160		KONGSBERG Simrad SDP21
69	ENSCO 6004	8	LIPS CS1500-250NU	2145	17160		KONGSBERG Simrad SDP21
70	ENSCO 7500	8	SCHOTTEL SRP-2020	3000	24000		
71	ENSCO 8500	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
72	ENSCO 8501	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
73	ENSCO 8502	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
74	ENSCO 8503	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
75	ENSCO 8504	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
76	ENSCO 8505	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
77	ENSCO 8506	8	FLOWERVE PLEUGER WFDS- 340-2610	3500	28000		
80	Polyamaya Zvezda				0		
81	Severnoye Sivanie				0		
82	Centenario	8	RR AQUA MASTER	5244	41952		ABS CDS DP2
83	Bicentenario	8	FLOWERVE WFSD-350-3500	4830	38640		DYNPOS AUTRO DP3
84	La Muralla IV	8	RR AQUA MASTER	5244	41952		ABS CDS DP2
89	Maersk Explorer				0		
90	Maersk Developer	8		5520	44160	700	
91	Maersk Discoverer	8		5520	44160	700	
92	Maersk Deliverer	8		5520	44160	700	
110	West Phoenix	8			0	64,2	Kongsberg Hipap 500
111	Iran Alborz				0		
112	Iran Amir Kabir				0		

		STATION KEEPING					
ITEM	Rig Name	THRUSTERS Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	THRUST STATIC (unit) (kN)	DPS
114	Eirik Raude	6	RR UCC7001	7480	44880	611,6	KONGSBERG SPD 32
115	Leiv Eiriksson	6	RR UCC7001	7480	44880	611,6	KONGSBERG SPD 32
117	Norbe VI				0		
118	ODN Delba III	8	LIPS WARTSILA FS2500-463NU	4000	32000		Kongsberg DPS-2
121	Deepsea Atlantic	8		5520	44160		
122	Deepsea Stavanger	8		5520	44160		
123	Island Innovator	6	LIPS	5299	31795,2	71,5	
131	Gold Star	8	FLOWERVE AZIMUT THRUSTER	4080	32640		Kongsberg Sinrad SPD SBC5000
132	Lone Star	8	WARTSILA LIPS FS25000-463NU	3536	28288		Kongsberg Maritime SDP32, HIPAP450, DPS700
133	Alpha Star	8	FLOWERVE AZIMUT THRUSTER	4080	32640		Kongsberg Sinrad SPD SBC5000
139	Scarabeo 8	8	WARTSILA	4554	36432		
140	Scarabeo 9	8	WARTSILA	5934	47472		
141	Pantanal	8	WARTSILA-LIPS FS 1510/UN	3346,5	26772		Kongsberg
142	Amazonia	8	WARTSILA-LIPS FS 1510/UN	3346,5	26772		Kongsberg
143	West Sirius	8	ABB/AMB 630L8L VATEMH	4490	35920		Kongsberg
144	West Taurus	8	ABB/AMB 630L8L VATEMH	4490	35920		Kongsberg
145	West Hercules	8		4625	37000		Kongsberg
146	West Aquarius	8		4625	37000		Kongsberg
147	West Eminence	8			0		Kongsberg HIPAP 500
148	West Orion	8	ABB/AMB 630L8L VATEMH	4489	35912		Kongsberg
149	West Capricorn	8	ABB/AMB 630L8L VATEMH	4489	35912		Kongsberg
150	West Pegasus	8		5092	40736		Kongsberg DYNPOS AUTRO
151	West Leo	8		5092	40736		Kongsberg DYNPOS AUTRO
152	Sevan Driller				0		
153	Sevan Brazil				0		
162	West Eclipse	8		4554	36432		Kongsberg
165	Stena Don	6	RR UUC 5001	4554	27324	66,1	Kongsberg SDP 21
209	Deepwater Nautilus				0		
210	Cajun Express	4	Kamewa/Mermaid 7 MW		0		Cegelec DPS 3 Triplex System
211	Sedco Express	4	Kamewa/Mermaid 7 MW		0		DPS3
212	Sedco Energy	4	Kamewa/Mermaid 7 MW		0		DPS3
213	GSF Development Driller II	8		4300	34400		
214	GSF Development Driller I	8		4300	34400		
215	Transocean Spitzbergen	8	RR Aquamaster	6000	48000	800,0	Kongsberg DP3
216	Development Driller III				0		Kongsberg SDP 22
217	Transocean Barents	8	RR Aquamaster	6000	48000	800,0	Kongsberg DP3
219	SSV Victoria				0		

0

NEW PROJECT

221	COSLProspector	6	RR AQUAMASTER UUC 355	5244	31464		
223	0						
224	West Mira	8		5796	46368	81,5	Kongsberg Hipap 500
225	West Rigel	8		5796	46368	81,5	Kongsberg Hipap 500
226	North Dragon						
227	Botinas						
228	Deepsea Aberdeen						
229	Urca						
230	Bracuhy						
231	Mangaratiba						

		STATION KEEPING					
ITEM	Rig Name	THRUSTERS Nos	MODEL	UNITARY POWER (hp)	TOTAL POWER (hp)	THRUST STATIC (unit) (kN)	DPS
232	Sevan Louisiana						
233	Sevan Developer						
234	Songa Endurance	6		5520	33120		
235	Songa Equinox	6		5520	33120		
236	Songa Enabler	6		5520	33120		
237	Songa Encourage	6		5520	33120		
238	SSV Caterina						
239	Portogalo						
240	Frade						
241	SDO1						

SERIES TIPO

,							
,		8		5520	44160		
,		8		3346,5	26772		
,		6	RR AQUAMASTER UUC 355	5244	31464		
,		8		4140	33120		
,		8		6752	54017,6		
,		8		6149	49189,088		
,		8		7235	57876		
,		8		3858	30867,2		

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

7. RELACIONES DIMENSIONALES

MEDIA ARMÓNICA	1,39	2,16	2,99	5,17	6,06	1,84	11,53	0,96	1,03	0,62
MEDIANA	1,43	2,17	3,10	5,24	6,15	1,95	11,84	0,93	1,00	0,69
MODA	1,61	2,47	3,20	5,00	5,54	2,33	12,92	0,92	1,00	0,69
MÍNIMO	1,09	1,69	2,21	3,22	4,31	1,04	7,64	0,80	0,73	0,45
MÁXIMO	1,63	2,58	3,28	6,81	8,04	2,71	15,76	1,25	1,43	0,69

ITEM	Rig Name	YEAR	DIMENSIONAL RATIOS SSDRs				DIMENSIONAL RATIOS PONTONS				DIMENSIONAL RATIOS COLUMNS	
			L^{SSDR} / B^{SSDR}	B^{SSDR} / D^{SSDR}	L^{SSDR} / D^{SSDR}	$\frac{\Delta_{To}}{(L^{SSDR} * B^{SSDR} * \rho)}$	L^P / B^P	B^P / D^P	L^P / D^P	$\frac{\Delta_{Tt}}{2 * (L^P * B^P * D^P * \rho)}$	L^C / B^C	B^C / D^C
5	Atwood Osprey	2011	1,45	2,07	3,00	6,04	5,37	2,36	12,71			
6	Atwood Condor	2012	1,29	2,53	3,28	4,22		2,36				
14	Hai Yang Shi You 981	2011	1,46									
15	COSLPioneer	2010	1,61			5,23						
16	COSLInnovator	2011	1,61			5,23						
17	COSLPromoter	2012	1,61			5,23						
49	Ocean Courage	2009		2,03	2,99	5,01					1,00	
50	Ocean Valor	2009		2,03	2,99	5,01					1,00	
66	ENSCO 6001	2000				5,00					1,10	
67	ENSCO 6002	2001				5,00					1,10	
68	ENSCO 6003	2004				5,00					1,10	
69	ENSCO 6004	2004				5,00					1,10	
70	ENSCO 7500	2000		2,58	3,12		5,80	2,08	12,08		1,43	
71	ENSCO 8500	2008		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
72	ENSCO 8501	2009		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
73	ENSCO 8502	2010		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
74	ENSCO 8503	2010		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
75	ENSCO 8504	2011		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
76	ENSCO 8505	2012		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
77	ENSCO 8506	2012		2,47	3,20		5,54	2,33	12,92		1,11	0,69
80	Polyamaya Zvezda	2011										
81	Severnoye Sivanie	2011										
82	Centenario	2010	1,29	2,36	3,06							
83	Bicentenario	2011	1,23	2,28	2,80							
84	La Muralla IV	2011	1,29	2,36	3,06							
89	Maersk Explorer	2003	1,13	2,57	2,91	3,22		1,63			0,89	
90	Maersk Developer	2009	1,50	2,11	3,16	5,74	6,39	1,80	11,50	0,92	0,94	
91	Maersk Discoverer	2009	1,50	2,11	3,16	5,74	6,39	1,80	11,50	0,92	0,94	
92	Maersk Deliverer	2010	1,50	2,11	3,16	5,74	6,39	1,80	11,50	0,92	0,94	
110	West Phoenix	2008	1,62									
111	Iran Alborz	2005										
112	Iran Amir Kabir	2009	1,09	2,02	2,21		4,31	2,49	10,74		1,00	0,61

ITEM	Rig Name	YEAR	DIMENSIONAL RATIOS SSDRs				DIMENSIONAL RATIOS PONTONS				DIMENSIONAL RATIOS COLUMNS	
			L^{SSDR} / B^{SSDR}	B^{SSDR} / D^{SSDR}	L^{SSDR} / D^{SSDR}	$\frac{\Delta T_{D0}}{(L^{SSDR} * B^{SSDR} * \rho)}$	L^p / B^p	B^p / D^p	L^p / D^p	$\frac{\Delta T_{Tl}}{2 * (L^p * B^p * D^p * \rho)}$	L^c / B^c	B^c / D^c
114	Eirik Raude	2002	1,44	2,17	3,12	5,26	6,56	1,31	8,57	0,91	1,00	
115	Leiv Eiriksson	2002	1,44	2,17	3,12	5,26	6,56	1,31	8,57	0,91	1,00	
117	Norbe VI	2010	1,30									
118	ODN Delba III	2011	1,30			4,89						
121	Deepsea Atlantic	2009					6,80	1,57	10,67	1,13	1,17	
122	Deepsea Stavanger	2010					6,29	1,70	10,67	1,05	1,28	
123	Island Innovator	2012	1,61	1,76	2,84	5,46	8,04	1,33	10,72	1,06	1,00	0,67
131	Gold Star	2009	1,49			5,33	6,90	1,67	11,50	1,25	1,00	
132	Lone Star	2010	1,39			4,57	6,50	1,97	12,80	1,01	0,73	
133	Alpha Star	2011	1,49			5,33	6,90	1,67	11,50	1,25	1,00	
139	Scarabeo 8	2012	1,31				7,54	1,55	11,68			
140	Scarabeo 9	2011	1,44			5,71	6,88	1,38	9,48	0,95		
141	Pantanal	2010	1,36	2,27	3,09		5,77	2,39	13,82			
142	Amazonia	2011	1,36	2,27	3,09		5,77	2,39	13,82			
143	West Sirius	2008	1,28									
144	West Taurus	2008	1,28									
145	West Hercules	2008	1,21									
146	West Aquarius	2009	1,21									
147	West Eminence	2009	1,62									
148	West Orion	2010	1,28									
149	West Capricorn	2011	1,28									
150	West Pegasus	2011	1,62									
151	West Leo	2012	1,62									
152	Sevan Driller	2009										
153	Sevan Brazil	2012										
162	West Eclipse	2011	1,33									
165	Stena Don	2001	1,43	2,00	2,85	5,46	7,35	1,04	7,64	0,80	1,12	
209	Deepwater Nautilus	2000	1,27	2,27	2,87				12,53			
210	Cajun Express	2000	1,54	2,03	3,12							
211	Sedco Express	2000	1,54	2,03	3,12							
212	Sedco Energy	2000	1,54	2,03	3,12							
213	GSF Development Driller II	2004	1,29			5,99					0,88	
214	GSF Development Driller I	2005	1,29			5,99						
215	Transocean Spitzbergen	2009	1,56	1,69	2,64	6,81	6,15	1,95	12,00	0,93	1,00	0,45
216	Development Driller III	2009	1,50	2,11	3,16	5,67					0,97	
217	Transocean Barents	2009	1,56	1,69	2,64	6,81	6,15	1,95	12,00	0,93	1,00	0,45
219	SSV Victoria	2009										

NEW PROJECT

221	COSLProspector	2014	1,48	1,88	2,78	5,39	6,33	1,64	10,40	0,87		
223	0	2015										
224	West Mira	2014	1,32									
225	West Rigel	2014	1,32									
226	North Dragon	2015										
227	Botinas	2013										
228	Deepsea Aberdeen	2014										
229	Urca	2015										
230	Bracuhy	2017										
231	Mangaratiba	2018										

ITEM	Rig Name	YEAR	DIMENSIONAL RATIOS SSDRs				DIMENSIONAL RATIOS PONTONS				DIMENSIONAL RATIOS COLUMNS	
			L^{SSDR} / B^{SSDR}	B^{SSDR} / D^{SSDR}	L^{SSDR} / D^{SSDR}	$\Delta_{Tl} / (L^{SSDR} * B^{SSDR} * \rho)$	L^p / B^p	B^p / D^p	L^p / D^p	$\Delta_{Tl} / 2 * (L^p * B^p * D^p * \rho)$	L^c / B^c	B^c / D^c
232	Sevan Louisiana	2013										
233	Sevan Developer	2014										
234	Songa Endurance	2014	1,20			4,74						
235	Songa Equinox	2014	1,20			4,74						
236	Songa Enabler	2015	1,20			4,74						
237	Songa Encourage	2015	1,20			4,74						
238	SSV Caterina	2012										
239	Portogalo	2016										
240	Frade	2018										
241	SDO1	0										

SERIES TIPO

,		0										
,		0	1,47			5,63			13,54		1,00	
,		0	1,44			4,63			13,82		1,12	
,		2013	1,48	1,88	2,78	5,39	6,33	1,64	10,40	0,87		
,		0			3,11							
,		0			2,68							
,		2013	1,53			5,29	5,00	2,24	11,22		1,06	
,		0	1,63			4,75	5,83	2,71	15,76		1,00	
,		2009	1,39	2,20	3,05	5,09	6,08	1,73	10,53	0,93		

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

7. RELACIONES DIMENSIONALES

MEDIA ARMÓNICA	192,48	0,03	5551,14	13949,73	0,36	2555,66	0,06	0,02	0,11	0,21
MEDIANA	196,49	0,03	5612,00	13540,25	0,37	2909,70	0,07	0,02	0,11	0,20
MODA	353,77	0,02	5685,67	13540,25	0,37	2389,74	0,09	0,02	0,11	0,19
MÍNIMO	101,50	0,02	4032,25	11685,00	0,33	783,00	0,03	0,01	0,05	0,16
MÁXIMO	353,77	0,05	7854,00	22438,28	0,39	5867,01	0,10	0,03	0,17	0,27

ITEM	Rig Name	MOON POOL		DECK	STORAGES RATIOS						
		MOON POOL AREA, S^{MP} m^2	S^{MP}/S^{DECK}	DECK AREA, S^{DECK} m^2	BALLAST WEIGHT $W^{BALLAST}$	$W^{BALLAST}/\Delta^{OPER}$	W^{FUEL}	W^{FUEL}/Δ^{OPER}	$W^{POTABLE}/\Delta^{OPER}$	$W^{CONSUMS}/\Delta^{OPER}$	$W^{STORAGE}/\Delta^{OPER}$
5	Atwood Osprey						1560	0,031	0,031	0,140	0,203
6	Atwood Condor						3277	0,070	0,033	0,171	0,274
14	Hai Yang Shi You 981										
15	COSLPioneer			5297,50	13540	0,372	3121	0,086	0,015	0,093	0,194
16	COSLIinnovator			5297,50	13540	0,372	3121	0,086	0,015	0,093	0,194
17	COSLPromoter			5297,50	13540	0,372	3121	0,086	0,015	0,093	0,194
49	Ocean Courage	353,77							0,033	0,161	0,193
50	Ocean Valor	353,77							0,033	0,161	0,193
66	ENSCO 6001						1931		0,017	0,110	
67	ENSCO 6002						1931		0,017	0,110	
68	ENSCO 6003						1931		0,017	0,110	
69	ENSCO 6004						1931		0,017	0,110	
70	ENSCO 7500			4905,28			2349				
71	ENSCO 8500			5685,67			2390				
72	ENSCO 8501			5685,67			2390				
73	ENSCO 8502			5685,67			2390				
74	ENSCO 8503			5685,67			2390				
75	ENSCO 8504			5685,67			2390				
76	ENSCO 8505			5685,67			2390				
77	ENSCO 8506			5685,67			2390				
80	Polyamaya Zvezda										
81	Severnoye Sivanie										
82	Centenario										
83	Bicentenario										
84	La Muralla IV										
89	Maersk Explorer			4032,25	11685	0,387	783	0,026	0,018	0,115	0,159
90	Maersk Developer	279,00	0,05	6123,00			3600	0,067	0,013	0,147	0,227
91	Maersk Discoverer			6123,00						0,100	
92	Maersk Deliverer			6123,00						0,100	
110	West Phoenix						2916				
111	Iran Alborz										
112	Iran Amir Kabir										

ITEM	Rig Name	MOON POOL		DECK	STORAGES RATIOS						
		MOON POOL AREA, S^{MP} m^2	S^{MP}/S^{DECK}	DECK AREA, S^{DECK} m^2	BALLAST WEIGHT $W^{BALLAST}$	$W^{BALLAST}/\Delta^{OPER}$	W^{FUEL}	W^{FUEL}/Δ^{OPER}	$W^{POTABLE}/\Delta^{OPER}$	$W^{CONSUMS}/\Delta^{OPER}$	$W^{STORAGE}/\Delta^{OPER}$
114	Eirik Raude	101,50	0,02	5228,95			4168	0,078	0,019	0,096	0,193
115	Leiv Eiriksson	101,50	0,02	5228,95			4168	0,078	0,019	0,096	0,193
117	Norbe VI			5172,44							
118	ODN Delba III			5806,44			2924	0,080	0,010	0,083	0,173
121	Deepsea Atlantic			7332,00			2790	0,050		0,138	
122	Deepsea Stavanger			7332,00			3150	0,056	0,008	0,130	
123	Island Innovator	153,30	0,03	5291,00			2949	0,078	0,014	0,090	0,182
131	Gold Star			4830,25			2123	0,054	0,033	0,106	0,193
132	Lone Star			6640,88			2048	0,064	0,006	0,151	0,222
133	Alpha Star			4830,25			2123	0,054	0,033	0,106	0,193
139	Scarabeo 8			6050,30							
140	Scarabeo 9	336,00					3917	0,073	0,019	0,145	0,237
141	Pantanal	177,55	0,04	4603,06			2416				
142	Amazonia	177,55	0,04	4603,06			2416				
143	West Sirius						3042				
144	West Taurus						3042				
145	West Hercules						3042				
146	West Aquarius						3042				
147	West Eminence						2916				
148	West Orion						3042				
149	West Capricorn						3042				
150	West Pegasus						2934				
151	West Leo						2934				
152	Sevan Driller										
153	Sevan Brazil										
162	West Eclipse						3293				
165	Stena Don	150,50	0,03	4857,50							
209	Deepwater Nautilus	181,44					3864				
210	Cajun Express	326,09					1202				
211	Sedco Express	326,09					1403				
212	Sedco Energy	328,00					1373				
213	GSF Development Driller II			5538,34			2903	0,062	0,015	0,159	0,236
214	GSF Development Driller I			5538,34			2903	0,062	0,015	0,159	0,236
215	Transocean Spitzbergen	211,54	0,03	6300,00			3690	0,057	0,011	0,104	0,172
216	Development Driller III			6083,75	22438		3600	0,068	0,014	0,124	0,206
217	Transocean Barents	211,54	0,03	6300,00			3690	0,057	0,011	0,104	0,172
219	SSV Victoria										

NEW PROJECT

221	COSLProspector	153,65	0,03	5297,50	13325	0,327	2880	0,071	0,018	0,134	0,223
223	0										
224	West Mira						3330				
225	West Rigel						3330				
226	North Dragon										
227	Botinas										
228	Deepsea Aberdeen						3042				
229	Urca										
230	Bracuhy										
231	Mangaratiba										

ITEM	Rig Name	MOON POOL		DECK	STORAGES RATIOS						
		MOON POOL AREA, S^{MP} m^2	S^{MP}/S^{DECK}	DECK AREA, S^{DECK} m^2	BALLAST WEIGHT $W^{BALLAST}$	$W^{BALLAST} / \Delta^{OPER}$	W^{FUEL}	W^{FUEL} / Δ^{OPER}	$W^{POTABLE} / \Delta^{OPER}$	$W^{CONSUMS} / \Delta^{OPER}$	$W^{STORAGE} / \Delta^{OPER}$
232	Sevan Louisiana										
233	Sevan Developer										
234	Songa Endurance			5450,25			2295	0,042		0,052	
235	Songa Equinox			5450,25			2295	0,042		0,052	
236	Songa Enabler			5450,25							
237	Songa Encourage			5450,25			2295	0,042		0,052	
238	SSV Caterina										
239	Portogalo										
240	Frade										
241	SDO1										

SERIES TIPO

,											
,				5758,56			4734	0,090	0,024	0,160	0,274
,				4603,06			2633	0,072	0,011	0,109	0,192
,		153,65	0,03	5775,45	13325	0,327	2880	0,071	0,018	0,134	0,223
,				5329,00			2610	0,060	0,019	0,118	0,197
,				6240,00			4013	0,071	0,016	0,146	0,233
,				6162,00			5867	0,103	0,032	0,106	0,240
,				7854,00			5867	0,087	0,011	0,124	0,222
,							2466	0,064	0,019	0,160	0,243

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

7. RELACIONES DIMENSIONALES

MEDIA ARMÓNICA	0,79	1,09	0,14	0,18	0,13
MEDIANA	0,81	1,08	0,15	0,19	0,14
MODA	0,81	1,05	0,16	0,16	0,10
MÍNIMO	0,61	0,91	0,09	0,15	0,10
MÁXIMO	0,95	1,29	0,24	0,28	0,20

ITEM	Rig Name	PROPULSION RATIOS		VDL RATIOS		
		POT THRUSTER /DESPL. operacion.	POT THRUSTER /DESPL. transito.	VDL/Desplaz operativo	VDL/Desplaz tránsito	VDLtránsito /Desplaz tránsito
5	Atwood Osprey			0,121		
6	Atwood Condor	0,875		0,172		
14	Hai Yang Shi You 981					
15	COSLPioneer	0,864	1,178	0,110	0,150	
16	COSLIinnovator	0,864	1,178	0,110	0,150	
17	COSLPromoter	0,864	1,178	0,110	0,150	
49	Ocean Courage			0,173		
50	Ocean Valor			0,173		
66	ENSCO 6001	0,807		0,165		
67	ENSCO 6002	0,807		0,165		
68	ENSCO 6003	0,807		0,165		
69	ENSCO 6004	0,807		0,165		
70	ENSCO 7500					
71	ENSCO 8500					
72	ENSCO 8501					
73	ENSCO 8502					
74	ENSCO 8503					
75	ENSCO 8504					
76	ENSCO 8505					
77	ENSCO 8506					
80	Polyamaya Zvezda					
81	Severnoye Sivanie					
82	Centenario					
83	Bicentenario					
84	La Muralla IV					
89	Maersk Explorer			0,132	0,190	
90	Maersk Developer	0,822	1,133	0,158	0,218	0,118
91	Maersk Discoverer	0,822	1,133	0,158	0,218	
92	Maersk Deliverer	0,822	1,133	0,158	0,218	
110	West Phoenix					
111	Iran Alborz					
112	Iran Amir Kabir					

ITEM	Rig Name	PROPULSION RATIOS		VDL RATIOS		
		POT THRUSTER /DESPL. operacion.	POT THRUSTER /DESPL. transito.	VDL/Desplaz operativo	VDL/Desplaz tránsito	VDLtránsito /Desplaz tránsito
114	Eirik Raude	0,841	1,174	0,111	0,154	0,131
115	Leiv Eiriksson	0,841	1,174	0,135	0,189	0,171
117	Norbe VI					
118	ODN Delba III	0,873		0,212		
121	Deepsea Atlantic	0,786	1,069	0,134	0,182	0,182
122	Deepsea Stavanger	0,786	1,069	0,134	0,182	0,182
123	Island Innovator	0,836	1,106	0,118	0,157	0,121
131	Gold Star	0,830	0,915	0,245	0,270	0,137
132	Lone Star	0,884	1,230	0,202	0,281	0,204
133	Alpha Star	0,830	0,915	0,245	0,270	0,137
139	Scarabeo 8					
140	Scarabeo 9	0,882	1,190	0,151	0,203	0,153
141	Pantanal					
142	Amazonia					
143	West Sirius					
144	West Taurus					
145	West Hercules					
146	West Aquarius					
147	West Eminence					
148	West Orion					
149	West Capricorn					
150	West Pegasus					
151	West Leo					
152	Sevan Driller					
153	Sevan Brazil					
162	West Eclipse					
165	Stena Don	0,764	1,074	0,109	0,153	0,138
209	Deepwater Nautilus					
210	Cajun Express					
211	Sedco Express					
212	Sedco Energy					
213	GSF Development Driller II	0,740	1,049	0,151	0,213	0,152
214	GSF Development Driller I	0,740		0,151		
215	Transocean Spitzbergen	0,744	1,079	0,109	0,157	
216	Development Driller III			0,151	0,211	0,132
217	Transocean Barents	0,744	1,079	0,109	0,157	
219	SSV Victoria					

NEW PROJECT

221	COSLProspector	0,773	1,021	0,123	0,162	
223	0					
224	West Mira					
225	West Rigel					
226	North Dragon					
227	Botinas					
228	Deepsea Aberdeen					
229	Urca					
230	Bracuhy					
231	Mangaratiba					

ITEM	Rig Name	PROPULSION RATIOS		VDL RATIOS		
		POT THRUSTER / DESPL. operacion.	POT THRUSTER / DESPL. transito.	VDL/Desplaz operativo	VDL/Desplaz tránsito	VDLtránsito /Desplaz tránsito
232	Sevan Louisiana					
233	Sevan Developer					
234	Songa Endurance	0,606	1,049	0,091	0,158	0,095
235	Songa Equinox	0,606	1,049	0,091	0,158	0,095
236	Songa Enabler	0,606	1,049	0,091	0,158	0,095
237	Songa Encourage	0,606	1,049	0,091	0,158	0,095
238	SSV Caterina					
239	Portogalo					
240	Frade					
241	SDO1					

SERIES TIPO

,						
,		0,841	1,153	0,171	0,235	0,117
,		0,734	0,961	0,159	0,208	0,162
,		0,773	1,021	0,123	0,162	
,		0,761	1,150	0,184	0,278	0,142
,		0,950	1,293	0,142	0,194	0,146
,		0,860		0,122		
,		0,861		0,134		
,		0,802	0,999	0,156	0,194	

FLOTA MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

ACTUALIZADA CON UNIDADES BOTADAS Y PREVISTAS DESDE AÑO 2000

BASE DE DATOS DE PROYECTO

8. GRÚAS

ITEM	Rig Name	DECK CRANES							SERVICE CRANES		
		Nos	Type _s	SWL _s (t)	Type _p	SWL _p (t)	Type _{AFT}	SWL _{AFT} (t)	Nos	Type	SWL (t)
5	Atwood Osprey	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105					
6	Atwood Condor	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105					
14	Hai Yang Shi You 981										
15	COSLPioneer	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	24,2
16	COSLIinnovator	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	24,2
17	COSLPromoter	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	24,2
49	Ocean Courage	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	15
50	Ocean Valor	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	15
66	ENSCO 6001	2	PMOC-L	40	PMOC-L	40					
67	ENSCO 6002	2	PMOC-L	40	PMOC-L	40					
68	ENSCO 6003	2	PMOC-L	40	PMOC-L	40					
69	ENSCO 6004										
70	ENSCO 7500	2	PMOC-L	75	PMOC-L	75					
71	ENSCO 8500	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
72	ENSCO 8501	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
73	ENSCO 8502	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
74	ENSCO 8503	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
75	ENSCO 8504	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
76	ENSCO 8505	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
77	ENSCO 8506	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
80	Polyamaya Zvezda										
81	Severnoye Sivanie										
82	Centenario	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
83	Bicentenario	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
84	La Muralla IV	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80					
89	Maersk Explorer	2	PMOC-L	60	PMOC-L	40			1	PMOC-KB	12
90	Maersk Developer	2	PMOC-L	50	PMOC-KB	160			1	PMOC-KB	12
91	Maersk Discoverer	2	PMOC-L	50	PMOC-KB	160			1	PMOC-KB	12
92	Maersk Deliverer	2	PMOC-L	50	PMOC-KB	160			1	PMOC-KB	12
110	West Phoenix	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	11,5
111	Iran Alborz										
112	Iran Amir Kabir										

ITEM	Rig Name	DECK CRANES							SERVICE CRANES		
		Nos	Type _s	SWL _s (t)	Type _p	SWL _p (t)	Type _{AFT}	SWL _{AFT} (t)	Nos	Type	SWL (t)
114	Eirik Raude	2	PMOC-L	75	PMOC-L	75			1	PMOC-KB	12
115	Leiv Eiriksson	2	PMOC-L	75	PMOC-L	75			1	PMOC-KB	12
117	Norbe VI	2	PMOC-L	70	PMOC-L	70					
118	ODN Delba III	2	PMOC-L	60	PMOC-L	60					
121	Deepsea Atlantic	2	PMOC-KB	85	PMOC-KB	100					
122	Deepsea Stavanger	2	PMOC-KB	85	PMOC-KB	100					
123	Island Innovator	2	PMOC-KB	165	PMOC-L	60			1	PMOC-KB	12
131	Gold Star	2	PMOC-L	64	PMOC-L	64			1	PMOC-KB	12
132	Lone Star	2	PMOC-L	64	PMOC-L	64			1	PMOC-KB	12
133	Alpha Star	2	PMOC-L	60	PMOC-L	60			1	PMOC-KB	12
139	Scarabeo 8	2	PMOC-L	60	PMOC-L	60			1	PMOC-KB	15
140	Scarabeo 9	2	MOC-L	100	MOC-L	100					
141	Pantanal	2	PMOC-L	110	PMOC-L	110					
142	Amazonia	3	PMOC-L	50	PMOC-L	50	PMOC-L	60			
143	West Sirius	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105			1	PMOC-KB	15
144	West Taurus	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105			1	PMOC-KB	15
145	West Hercules	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	12
146	West Aquarius	2	PMOC-L	80	PMOC-L	80			1	PMOC-KB	12
147	West Eminence	2	PMOC-L	75	PMOC-L	75			1	PMOC-KB	11,5
148	West Orion	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105			1	PMOC-KB	15
149	West Capricorn	2	PMOC-L	105	PMOC-L	105			1	PMOC-KB	15
150	West Pegasus	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
151	West Leo	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
152	Sevan Driller										
153	Sevan Brazil										
162	West Eclipse	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
165	Stena Don	2	PMOC-KB	85	PMOC-KB	85					
209	Deepwater Nautilus	2	PMOC-L	95	PMOC-L	95					
210	Cajun Express	2	PMOC-L	79	PMOC-L	79					
211	Sedco Express	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65					
212	Sedco Energy	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65					
213	GSF Development Driller II	2	PMOC-L	150	PMOC-L	150			1	PMOC-KB	10
214	GSF Development Driller I	2	PMOC-L	150	PMOC-L	150			1	PMOC-KB	10
215	Transocean Spitzbergen	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65					
216	Development Driller III	2	MOC-L	150	MOC-L	150			1	PMOC-KB	15
217	Transocean Barents	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65					
219	SSV Victoria										

NEW PROJECT

221	COSLProspector	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
223	0										
224	West Mira	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
225	West Rigel	2	PMOC-L	100	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	12
226	North Dragon										
227	Botinas										
228	Deepsea Aberdeen										
229	Urca										
230	Bracuhy										
231	Mangaratiba										

ITEM	Rig Name	DECK CRANES							SERVICE CRANES		
		Nos	Type _s	SWL _s (t)	Type _p	SWL _p (t)	Type _{AFT}	SWL _{AFT} (t)	Nos	Type	SWL (t)
232	Sevan Louisiana										
233	Sevan Developer										
234	Songa Endurance	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65			1	PMOC-KB	35
235	Songa Equinox	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65			1	PMOC-KB	35
236	Songa Enabler										
237	Songa Encourage	2	PMOC-L	65	PMOC-L	65			1	PMOC-KB	35
238	SSV Caterina										
239	Portogalo										
240	Frade										
241	SDO1										

SERIES TIPO

,		2	PMOC-KB	84,35	PMOC-KB	84,35					
,		2	MOC-L	108	PMOC-L	108	PMOC-L	108	1	PMOC-KB	15
,		3	PMOC-L	50	PMOC-L	50	PMOC-L	50			
,											
,		2	PMOC-L	60	PMOC-L	60					
,		2	PMOC-L	150	PMOC-L	150			2	PMOC-KB	12
,		2	PMOC-L	150	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	15
,		2	PMOC-L	150	PMOC-L	100			1	PMOC-KB	15
,		2	PMOC-L	75	PMOC-L	75					

PMOC = Post Mounted Offshore Crane
MOC = Mast Offshore Crane

L = lattice, celosia
KB = Knuckle boom

<http://www.infield.com/rigs/rig-search-result/2239/?&status=Under%20Construction&type=Semisub&rig-design=Moss%20Maritime&buildyearmin=2010&buildyearmax=2025>

PAGINA EN BLANCO

5.3. REFERENCIAS DE PROYECTO

PAGINA EN BLANCO

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
1	2009	ROLLS ROYCE	ROLLS ROYCE	Icon DP	SUPPLIERS
2	2009	ROLLS ROYCE	ROLLS ROYCE	Icon DP 1 - dynamic positioning system	SUPPLIERS
3	2009	ROLLS ROYCE	ROLLS ROYCE	Icon DP 2 - dynamic positioning system	SUPPLIERS
4	2011	ROLLS ROYCE	ROLLS ROYCE	Icon DP 3 - dynamic positioning system	SUPPLIERS
5	10-may-13	ZHANG-CHENG-DU, WANG XI-HUAL, XIAO JIAN-MEI	JATTT	SHIP DYNAMIC POSITIONING SYSTEM BASED ON BACKSTEPPING CONTROL	TECHNICAL JOURNAL
6	27-may-03	PENGFEI LIU, MEIL BOSE, SAID LABADIBY	Petroleum Research Atlantic Canada	NUMERICAL AND EXPERIMENTAL MODELING OF DYNAMIC POSITIONING FOR OFFSHORE SYSTEMS	TECHNICAL JOURNAL
7	2002	WEN-JER CHANG, GUO-JANG CHEN, YI-LIN YEH	Journal of Marine Science and technology	FUZZY CONTROL OF DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS FOR SHIPS	TECHNICAL JOURNAL
8	21-may-03	S. N. DAS and S. K. DAS	Hindawi Publishing Corp.	DETERMINATION OF COUPLED SWAY, ROLL, AND YAW MOTIONS OF A FLOATING BODY IN REGULAR WAVES	TECHNICAL JOURNAL
9	22-jun-01	Masahiko Nakamura, Hiroyuki Kajiwara, Wataru Koterayama, Toru Komaru	International Offshore and Polar engineering Conference	MODEL EXPERIMENTS ON DYNAMIC POSITIONING SYSTEM WITH STEERABLE THRUSTERS	TECHNICAL JOURNAL
10	24-oct-07	Marcio Yakamoto, Celso K. Morooka	4o PDPETRO	DYNAMIC POSITIONING OF FLOATING PLATFORM COUPLED WITH A DRILLING RISER	TECHNICAL JOURNAL
11				Procedimiento de Cálculo para el Análisis de Estructuras Offshore Sometidas a la Acción del Oleaje	BOOK
12	jun-00	Adolfo Marón Loureiro	Canal De Experiencias Hidrodinamicas. El Pardo	ENSAYOS DE ESTRUCTURAS OFFSHORE Y OTRAS ESTRUCTURAS SINGULARES	TECHNICAL JOURNAL
13	2012	Hongli Chen, Lei Wan, Fang Wang, Guocheng Zhang	Marine Sc. Appl.	Model Predictive Controller Design for the Dynamic Positioning System of a Semi-submersible Platform	TECHNICAL JOURNAL
14		Joaquin Aranda, Sebastian Domido, Rocio Muñoz, Dictino Chaos, Jose Manuel Diaz	UNED ETS Ingenieria Informatica	ENTORNO DE SIMULACIÓN INTERACTIVA PARA EL CONTROL DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO DE UNA PLATAFORMA MARINA AMARRADA	TECHNICAL JOURNAL
15	2005	M. Yamamoto, C. K. Morroka	State University of Campinas	Dynamic Positioning System of Semi-Submersible Platform Using Fuzzy Control	TECHNICAL JOURNAL
16		AKER SOLUTIONS	AKER SOLUTIONS	Conquering deep water frontiers. Proven floating solutions	BROCHURE
17	sep-09	Jon Alme, Morten Breivik	8th IFAC International Conference on Manoeuvring and Control of Marine Craft	Autotuning Aspects for Dynamic Positioning Systems	TECHNICAL JOURNAL
18	feb-08	Nico Vandenworm, William Lamport, Per Josefsson	The American Oil & Gas Reporter	TECHNOLOGY OFFERS NEW FPSO OPTION	TECHNICAL JOURNAL
19	dic-08	William B. Lamport, Per M. Josefsson	2008 Deep Gulf Conference, New Orleans	THE NEXT GENERATION OF ROUND FIT-FOR-PURPOSE HULL FORM FPSOS OFFERS ADVANTAGES OVER TRADITIONAL SHIP-SHAPED HULL FORMS	TECHNICAL JOURNAL
20	oct-98	Jon Holvik	Dynamic Positioning Conference 1998	Basics of Dynamic Positioning	TECHNICAL JOURNAL
21	nov-05	Jann Peter Strand, Marius Five Aarset	Dynamic Positioning Conference 2005	Integrating Dynamic Positioning Systems with Remote Thruster Controls	TECHNICAL JOURNAL
22	1995	Thor I. Fossen, Svein I. Sagatun, Asgeir J. Sorensen	IFAC Workshop on Control Application in Marine Systems, CAMS 95	IDENTIFICATION OF DYNAMICALLY POSITIONED SHIPS	TECHNICAL JOURNAL
23		SMS	SMS	DYNAMIC POSITIONING COURSES	BROCHURE
24	2002	CHINA CLASIFICATION SOCIETY	CHINA CLASIFICATION SOCIETY	Guidelines on Surveys for Dynamic Positioning System	GUIDELINES
25		OMAR DEUS	OMAR DEUS	ETAPAS OPERATORIAS OFFSHORE	BOOK
26		BARRERAS	BARRERAS	BARRERAS NB-1657	BROCHURE
27		BARRERAS	BARRERAS	BARRERAS NB-1664	BROCHURE
28	jun-08	Asmund Vage Fannemel	NTNU	Dynamic Positioning by Nonlinear Model Predictive Control	PAPER
29		GS-Hydro	GS-Hydro	Semi-submersible offshore drilling platform Keppel Verolme	BROCHURE
30	ene-03	Erjen Lefeber, Kristin Ytterstad Pettersen, Henk Nijimeijer	IEEE 2003	Tracking Control of an Underactuated Ship	TECHNICAL JOURNAL
31	oct-11	Pablo Ruiz Albert	UPC	BASES PARA LA OBTENCIÓN DE LAS ACCIONES DE DISEÑO DEL OLEAJE EN AEROGENERADORES MARINOS	THESIS
32	oct-09	UNITED CANTABRIC PETROLEUM	UNITED CANTABRIC PETROLEUM	Estructuras y tipos de plataformas	BROCHURE

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
33	sep-12	DNV	DNV	Dynamic Positioning Vessel. Design Philosophy Guidelines	GUIDELINES
34	2005	DOF	DOF	SKANDI BARRA	BROCHURE
35	oct-11	Marta Caicoya Ferreiro, Borja Alza Castillo, Bernardino Couñago Lorenzo		Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar.	TECHNICAL JOURNAL
36	abr-10	Marcos Cueva, Fernando Faria		MODEL TESTS AND SIMULATIONS ON CIRCULAR SHAPED FPSO WITH DRY TREE SOLUTIONS	TECHNICAL JOURNAL
37	2010	Tailand Oliveira de Amorim	UEZO	PLATAFORMAS OFFSHORE. UMA BREVE ANALISE DESDE A CONSTRUCAO AO DESCOMISSIONAMENTO	TECHNICAL JOURNAL
38	nov-09	SMB Offshore	SBM Offshore	Deepwater Offshore Floating Oil and Gas Production Platforms	PAPER
39	feb-07			LÓGICA DIFUSA Y SISTEMAS DE CONTROL	BOOK
40	sep-11	ITTC	ITTC	The Ocean Engineering Committee, Final Report and Recommendations to the 26th ITTC	PAPER
41	nov-06	AKER KVAERNER	AKER KVAERNER	Aker H-6e – Rigger for ekstreme forhold	BROCHURE
42	dic-09	SBM Offshore	SBM Offshore	GUSTOMSC REFERENCE LIST. SEMI SUMERGIBLES	BROCHURE
43	1996	WILLIAM C. LYONS	Butterworth-Heinemann	STANDARD HANDBOOK OF PETROLEUM, VOL I	BOOK
44	1996	WILLIAM C. LYONS	Butterworth-Heinemann	STANDARD HANDBOOK OF PETROLEUM, VOL II	BOOK
45	2010	HUSEYIN SAGLAM	CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	Use of Corrugated Shell Plating in Semi-submersible Offshore Platforms	THESIS
46	2010	Jerry Greenberg	Energy Offshore Center	Offshore Drilling Rig Types	BROCHURE
47	sep-12		INGENIERIA NAVAL	BUQUE DE APOYO A PLATAFORMAS PETROLIFERAS ESVAIGT AURORA	PAPER
48	may-13	Ho Jin Jeong, David Norman, Derrick Zhang		An overview of marine & utility system for offshore platform	TECHNICAL JOURNAL
49	sep-08		ESCAL UGS	Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural. Proyecto Castor, Vinaros	BROCHURE
50	2012	EMMANUEL UFUAH	Manchester University	Fundamental behaviour of offshore platform steel decks under running pool fires	THESIS
51	jul-12	Henry CuevaH, Janneth Lucio A, Carolina Mejia	ESCUELA DE LAS FUERZAS ARMADAS, ESPE	Diseño, simulación e implementación de un controlador Fuzzy para el Control de Nivel para el tanque número uno del sistema Multi Tank	PAPER
52	jul-07	S.Tanaka, Y. Okada, Y. Ichikawa	Encyclopedia of Life Support Systems	OFFSHORE DRILLING AND PRODUCTION EQUIPMENT	BOOK
53	dic-10	A.C.Mayilvahanan, R.Panneer Selvam	The International Conference on Marine Technology, 2010	STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS OF SEMI-SUBMERSIBLE TYPE FLOATERS FOR OFFSHORE WIND TURBINE	PAPER
54		I. B. RAINA	INFRA LINE ENERGY	OFFSHORE DESIGN MANUAL	BOOK
55	sep-09	Henrique Malatesta motomura, Celso Kazuyuki Morooka, Eugenio Fortaleza		ACTIVE CONTROL OF A DYNAMICALLY POSITIONED FLOATING PETROLEUM PLATFORM IN RE-ENTRY OPERATION	TECHNICAL JOURNAL
56	2008	C. S. CHAS, R. FERREIRO	Journal of Maritime Research, SEECMAR	INTRODUCTION TO SHIP DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS	TECHNICAL JOURNAL
57	ene-11		UNIVERSIDAD DE VIGO	Tema 4. Ejemplo Control Difuso	BOOK
58	oct-08	Marcelo Hirschfeldt, Silvana Iglesias	OIL PRODUCTION.NET	El offshore en el mundo: aspectos técnicos y estadísticas de la industria	PRESENTATION
59	jun-12	Emil Aasland Pedersen	NTNU-Trondheim	Motion analysis of Semi-Submersible	TECHNICAL JOURNAL
60	may-12			GOLD STAR	BROCHURE
61	oct-11	GVA	GVA	GVA 7600	BROCHURE
62	2007	KABIR SADEGHI		An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshore Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas Fields	TECHNICAL JOURNAL
63	2006		HYUNDAI	HYUNDAI OFFSHORE AND ENGINEERING	BROCHURE
64	abr-10			Offshore Oil and Gas Production Systems	PRESENTATION
65	jun-07	Alexia Aubault, Christian Cemelli, Dominique Roddier.	26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMA2007	PARAMETRIC OPTIMIZATION OF A SEMI-SUBMERSIBLE PLATFORM WITH HEAVE PLATES	TECHNICAL JOURNAL
66	abr-13	BETA CAE SYSTMES S.A.	BETA CAE SYSTMES S.A.	SEMI-SUBMERSIBLE OFFSHORE PLATFORM SIMULATION USING ANSA & META	BROCHURE
67	nov-11	TECHNIP	TECHNIP	WORLD-CLASS SEMI-SUMERSIBLE PLATFORMS	BROCHURE

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
68	2007	LARRY W. LAKE	SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS	PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOLUME VII. INDEXES AND STANDARDS	BOOK
69	1985	MICHAEL GOLDAN		THE APPLICATION OF MODULAR ELEMENTS IN THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF SEMI-SUBMERSIBLE PLATFORMS	THESIS
70	dic-10	DARIN W. QUALKENBUSH	UNITED STATES COAST GUARD	UNITED STATES OUTER CONTINENTAL SHELF REGULATORY OVERVIEW	PRESENTATION
71	ago-04	G.R. FULTON, D. J. MALCOLM, H. ELWANY, W. STEWART, E. MOROZ, H. DEMPSTER	NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY	Semi-Submersible Platform and Anchor Foundation Systems for Wind Turbine Support	TECHNICAL JOURNAL
72	1992	Howard B. Bradley	SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS	PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK	BOOK
73	2006	LARRY W. LAKE	SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS	Petroleum Engineering Handbook Vol. 1	BOOK
74	jun-95	OVE T. GUDMESTAD, GEIR MOE	ELSEVIER SCIENCE LIMITED	Hydrodynamic Coefficients for Calculation of Hydrodynamic Loads on Offshore Truss Structures	TECHNICAL JOURNAL
75	oct-04		ESIA	OFFSHORE PLATFORM PRODUCTION	REPORT
76	1996	ANTONIO HERNANDEZ VILLANUEVA, OSCAR LUIS VALLE MOLINA	INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO	VIBRATION MEASUREMENTS IN OFFSHORE STRUCTURES	TECHNICAL JOURNAL
77		Fred Moses	SNAME	Application of Reliability to Formulation of Fixed Offshore Design Codes	TECHNICAL JOURNAL
78	mar-09		SCHNEIDER	Offshore oil platform power and control system	BROCHURE
79	mar-13	JAMES TATE	COASTAL AND OCEAN ENGINEERING ENGI 8751	Arctic Drilling Operations	TECHNICAL JOURNAL
80	1974	KHIN MAUNG OO	GLASGOW UNIVERSITY	THE DESIGN OF SEMI-SUMERGIBLE FOR MINIMUM VERTICAL MOTION	THESIS
81	2007	N. HARITOS	EJSE	Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures– An Overview	TECHNICAL JOURNAL
82	1992	UBALD HIENHUIS	TECHNISCHE UNIVERSITEIT DELFT	ANALYSIS of THRUSTER EFFECTIVITY	TECHNICAL JOURNAL
83	oct-09	Lew Weingarth	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Power Management Systems for Offshore Vessels	TECHNICAL JOURNAL
84	2009	Uwe Gierer, Sven Höpfner, Richard Cooke	AREVA	Innovative platform solutions with integrated design for offshore AC substations from 60 MW to 800 MW - experience from realized projects and future challenges.	PRESENTATION
85	2008	Froy Birte Bjorneseth, Mark D. Dunlop, Jann Peter Strand	NordICI 2008	Dynamic Positioning Systems–Usability and Interaction Styles	TECHNICAL JOURNAL
86	2011	KONGSBERG	KONGSBERG	MRU – Motion Reference Unit	BROCHURE
87	2008	StatoilHydro	StatoilHydro	Design of offshore structures in a field development perspective	PRESENTATION
88	2006	Kon Murata, Santoru Nagase, Hiroomi Ozawa	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Dynamic Positioning System for Deep Ocean Drill Ship “CHIKYU”	TECHNICAL JOURNAL
89	2007	Einar Ole Hansen, Jann Peter Strand, Ivar Ihle, Tommy Skeide	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Design and Operation of the ICONTM Dynamic Positioning System	TECHNICAL JOURNAL
90	2005	N.D.P. Barltrop	MT 411 Floating Offshore Structures	CONCEPT SELECTION AND DESIGN PRINCIPLES	BOOK
91	2000	Antonio Loria, Thor I. Fossen, Elena Panteley	IEEE, Transactions on control systems technology.	A Separation Principle for Dynamic Positioning of Ships: Theoretical and Experimental Results	TECHNICAL JOURNAL
92	2013	THOMAS GOGLEY, JONATHAN PAQUETTE, HICHEM REBOUMA	COAST GUARD ACADEMY	Dynamic Positioning System	BROCHURE
93	2003	EMI	EMI	Integrated Dynamic Positioning System (DPS-1) Technical Description	BROCHURE
94	1999	Gerry Miller, Don Howard	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Application of Human Factors Engineering (HFE) Principles to the Design of Dynamic Positioning Systems	TECHNICAL JOURNAL
95	1998	Subrata Chakrabarti	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Physical Model Testing of Floating Offshore Structures	TECHNICAL JOURNAL
96	2009	Guy Glendonning	CONVERTEAM	GLOBAL INDUSTRIES OFFSHORE LLC. GLOBAL 1200, 1201 DERRICK PIPELAYS VESSELS, DP SYSTEM INTRODUCTION	BROCHURE
97	2008	PRAXIS	PRAXIS	MEGA-GUARD Pro series. DYNAMIC POSITIONING SYSTEM. JOYSTICK CONTROL SYSTEM	BROCHURE
98	2005	Subrata Chakrabarti	ELSEVIER SCIENCE LIMITED	HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING, VOLUME I	BOOK
99	2010	ALI EBRAHIMI	KTH	Effect analysis of Reliability, Availability, Maintainability and Safety (RAMS) Parameters in design and operation of Dynamic Positioning (DP) systems in floating offshore structures	THESIS
100	2012	ABS	ABS	DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS, ABB	GUIDELINES
101	2004	John Burt Associates Limited, BOMEL Ltd.	John Burt Associates Limited, BOMEL Ltd.	OFFSHORE HELIDECK DESIGN GUIDELINES	GUIDELINES

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
102	2008	Nicolas de Hilster	Hydri International	The MRU and SRF Aligned	TECHNICAL JOURNAL
103	2002	IMCA	IMCA	Failure Modes & Effects Analyses (FMEAs)	GUIDELINES
104	2012	IMCA	IMCA	Example Specifications for a DP FME for a New DP Vessel	GUIDELINES
105	2011	IMCA	IMCA	Guidance on Vessel USBL Systems for Use in Offshore Survey and Positioning Operations	GUIDELINES
106	2012	VARIOUS	ISSC	18TH INTERNATIONAL SHIP AND OFFSHORE STRUCTURES CONGRESS	TECHNICAL JOURNAL
107	2002	J. Millan, B. Smith	Institute for Marine Dynamic National Research Council.	A Dynamic Positioning System for Ship Model Tests	TECHNICAL JOURNAL
108				OFFSHORE STRUCTURES	BOOK
109	2010	M. AMBARASAN		OFFSHORE STRUCTURES DESIGN	PRESENTATION
110	2011	DNV	DNV	DESIGN OF OFFSHORE STEEL STRUCTURES, GENERAL (LRFD METHOD)	GUIDELINES
111	2005	ABB	ABB	OFFSHORE PLATFORM POWERED WITH NEW ELECTRICAL MOTOR DRIVE SYSTEM	BROCHURE
112	2007	Peter W. Marshall	NATIONAL UNIVERSITY OF SINGAPORE	Offshore Technology: Lessons Learned the Hard Way	TECHNICAL JOURNAL
113	2012	DNV	DNV	Dynamic Positioning Vessel Design Philosophy Guidelines	GUIDELINES
114	2011	DNV	DNV	MODELLING AND ANALYSIS OF MARINE OPERATIONS	GUIDELINES
115	2011	f. Van den Abeele, J. Vande Voorde	LABORATORY SOETE	STABILITY OF OFFSHORE STRUCTURES IN SHALLOW WATER DEPTH	TECHNICAL JOURNAL
116	2005	ABDEL GHONEIM, GRAIG COLBY	DNV	GoM Offshore Structures Design Criteria	PRESENTATION
117	2001	Hisaaki Maeda, Ferial El-Hawary, Matiur Rahman	Ferial El-Hawary	Modeling Considerations. The Ocean Engineering Handbook.	BOOK
118	2012	SHAH MUHAMMAD	TECHNISCHE UNIVESITEIT DELFT	Dynamic Positioning of Ships, A nonlinear control design study	THESIS
119	2011	DNV	DNV	DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS	GUIDELINES
120	2012	INTERNATIONAL ASSOCIATION OF CLASSIFICATION SOCIETIES	INTERNATIONAL ASSOCIATION OF CLASSIFICATION SOCIETIES	Requirements concerning MOBILE OFFSHORE DRILLING UNITS	GUIDELINES
121	2013	WARTSILA	WARTSILA	OFFSHORE SOLUTIONS	BROCHURE
122	2012	JUEREN XIE	C-FER TECHNOLOGIES	FINITE ELEMENT ANALYSIS FOR STRUCTURAL PERFORMANCE OF OFFSHORE PLATFORMS	TECHNICAL JOURNAL
123	2010	PAWEL ZALEWSKI	MARITIME UNIVERSITY OF SZCZECIN	Models of DP systems in full mission ship simulator	TECHNICAL JOURNAL
124	2008	Asmund Vage Fannemel	NTNU	Dynamic Positioning by Nonlinear. Model Predictive Control	TECHNICAL JOURNAL
125	2012		HERBOSCH-KIERE	MV ATLANTIS DP TRIALS	SUPPLIERS
126	2008		KONGSBERG	DPSV ADAMS ARROW. DP CAPABILITY PLOTS	SUPPLIERS
127	jun-13	Luca Pivano, Brede Berhaug, Oyvind Smogeli	Marine Cibernetic, Trondheim	Challenges in estimating the vessel station-keeping performance	TECHNICAL JOURNAL
128	sep-02	Arid Gonsholt, Bjorn Nygard	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	DP DESIGN STUDIES	TECHNICAL JOURNAL
129	mar-12		DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	DP Operations Guidance, Part 2, APPENDIX 1 (DP MODUs)	TECHNICAL JOURNAL
130	jul-09	CHRISTIAAN DE WIT	DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	OPTIMAL THRUST ALLOCATION METHODS FOR DYNAMIC POSITIONING OF SHIPS	TECHNICAL JOURNAL
131	oct-10		Marine Technology Society	DP OPERATIONS GUIDANCE, Part 1	TECHNICAL JOURNAL
132	jun-11		GLOBAL MARITIME	DYNAMIC POSITIONING	BROCHURE
133	dic-03	SANGSOO RYU	TEXAS A&M UNIVERSITY	HULL MOORING RISER COUPLED MOTION SIMULATIONS OF THRUSTER-ASSISTED MOORED PLATFORMS	TECHNICAL JOURNAL
134	jun-12	BREDE BORHAUG	NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY	Experimental validation of dynamic stationkeeping capability analysis	TECHNICAL JOURNAL
135	abr-08	LUCA PIVANO	NORWEGIAN UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY	Thrust Estimation and Control of Marine Propellers in Four-Quadrant Operations	THESIS

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
136	mar-11		GLOBAL MARITIME	GLOBAL MARITIME COMPANY PROFILE	BROCHURE
137	oct-11		GULF MARK OFFSHORE	IBERVILLE	BROCHURE
138	jun-00		IMCA	DP Capability Plots	GUIDELINES
139	2013	JERZY HERDZIK	JOURNAL OF KONES	EVALUATING CRITERIA FOR DP VESSELS	TECHNICAL JOURNAL
140	sep-02	Allan Meahan, Chris Bannigan	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	A Safer Ship to Ship DP Control Strategy	TECHNICAL JOURNAL
141	sep-01	Paul English	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	The Evolution of Marine and Drilling Drives in Today's Market	TECHNICAL JOURNAL
142	jun-94		IMCA	Guidelines for Vessels with Dynamic Positioning Systems	GUIDELINES
143	may-00	G. S. Virk, Hin Chiu	OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE	Design of the Dynamic Positioning System for the Drillship Glomar C. R. Luigs	TECHNICAL JOURNAL
144	2009	FRANS QUADVLIEG	MARIN	Performance of tugs in exposed conditions and rough weather	PRESENTATION
145	2006	OYVIND NOTLAND SMOGELI	NTNU	CONTROL OF MARINE PROPELLERS FROM NORMAL TO EXTREME CONDITIONS	THESIS
146	2007	Reinert Nordtveint, Bjorn Nygard, Egil Jullumstro	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Thrust Degradation in DP Operations	TECHNICAL JOURNAL
147	ago-13	A. B. Aalbers	MARIN	FORCES ON A DP VESSEL	PRESENTATION
148	2012	Inge Skaar, Kjell Angeltveit, Margareth Urheim	MARINE IN DETAIL	WARTSILA LLC HELPS ACHIEVE HIGHEST POSSIBLE ERN NUMBER	TECHNICAL JOURNAL
149	2007	Jalitha Wills	TU Delft	DYNAMIC POSITIONING SIMULATOR	TECHNICAL JOURNAL
150	2001	J.M.J. Journée, W.W. Massie	DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	OFFSHORE HYDROMECHANICS	BOOK
151	2001	L. Birk, G.F. Clauss	Technical University of Berlin	Automated Hull Optimisation of Offshore Structures Based on Rational Seakeeping Criteria	TECHNICAL JOURNAL
152	2001	Leif Vartdal, Rune Garen	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	A Thruster System which Improves Positioning Power by Reducing Interaction Losses	TECHNICAL JOURNAL
153	2012	Parviz Ghadimi, Hadi Paselar Bandari, Ali Bakhshandeh Rostami	Department of Marine Technology, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran	Determination of the Heave and Pitch Motions of a Floating Cylinder by Analytical Solution	TECHNICAL JOURNAL
154	2001	J.M.J. Journée	TU DELFT	User Manual of SEAWAY	GUIDELINES
155	jul-12	OFFSHORE	OFFSHORE	2012 WORLDWIDE MODU CONSTRUCTION/NEW ORDER SURVEY	MAGAZINE
156	mar-09	P. POLL	RPSA	Ultra Deepwater Dry Tree System for Drilling and Production	REPORT
157	2006	Eduardo A. Tannury, Leonardo K. Kubota, Celso P. Pesce	J. of the Braz. Soc. of Mech. Sci. & Eng	Adaptive Techniques Applied to Offshore Dynamic Positioning Systems	TECHNICAL JOURNAL
158	2012	Gabriela Ortiz León		Introducción al filtro de Kalman	PRESENTATION
159	2009	Lai Wang, Liang Wang, Shi-zhi Yang	ISOPE	Analysis of Dynamic Positioning System Performance for a Semisubmersible Platform	TECHNICAL JOURNAL
160	2011	Young Hong, Bo-Woo Nam, Jin-Ha Kim, Young-Shik Kim, Seok Won Hong, Young-Soo Kim	International Journal of Ocean System Engineering	Second-order Motion Characteristics of a Semi-submersible Platform in Waves	TECHNICAL JOURNAL
161	2013	Kaiser, M.J.; Snyder, B.F.	SPRINGER	The Five Offshore Drilling Rig Markets	TECHNICAL JOURNAL
162	2013		ABB	Azipod® CZ gearless thruster High-efficiency thruster solution for offshore vessels	BROCHURE
163	2013	BONASCHI,	MICS	Identification of a response amplitude operator for ships	TECHNICAL JOURNAL
164	2003	TORGEIR MOAN	NTNU	DESIGN OF MARINE STRUCTURES VOLUME 2	BOOK
165	2002	Mikko Mattila, Jari Yitalo	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	SEMISUBMERSIBLE RIG. The Reliable Solution with Minimal Thrust Losses	TECHNICAL JOURNAL
166	2006	Jitendra Prasad, Hatem Elgamiel	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Model Tests for the DP System of a Drilling Semi-Submersible	TECHNICAL JOURNAL
167	2012	Rod Hutton	Oslo Forum	Global Offshore Drilling Rig Market Analysis and Outlook	PRESENTATION
168	2008			Drill Rigs and Nomenclature	PRESENTATION
169			INELMATIC	EL FILTRO DE KALMAN	BOOK
170	2013		ABS	DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS ABS 2013	GUIDELINES
171	jun-13	Joakim Rise Gallala	NTNU	HULL DIMENSIONS OF A SEMI-SUMMERSIBLE RIG	TECHNICAL JOURNAL

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
172	2002	L. Birk, G.F. Clauss	Technical University of Berlin	PARAMETRIC HULL DESIGN AND AUTOMATED OPTIMIZATION OF OFFSHORE STRUCTURES	TECHNICAL JOURNAL
173	2007	Micheal O Cathain, Bernt J. Leira, John V. Ringwood	The European Wave and Tidal Energy Conference	Modelling of Multibody Marine Systems with Application to Wave-Energy Devices	TECHNICAL JOURNAL
174		KOH Kho King, Yahya Samian, Omar Yaakob	UTM	Ship Design II	BOOK
175	2012	OYVIND SELNES PATRICKSSON	NTNU	Semi-Submersible Platform Design to Meet Uncertainty in Future Operating Scenarios	TECHNICAL JOURNAL
176	2013		ABS	MOBILE OFFSHORE UNITS	GUIDELINES
177	2003	TORGEIR MOAN	NUS	MARINE STRUCTURES FOR THE FUTURE	TECHNICAL JOURNAL
178	2006		BMT	Review of issues associated with the stability of semi-submersibles	TECHNICAL JOURNAL
179	1999	O. M. FALTINSEN	CAMBRIDGE UNIVERSITY	SEA LOADS ON SHIPS AND OFFSHORE STRUCTURES	BOOK
180	2002	Tristan Pérez, Mogens Blanke	Technical University of Denmark	SIMULATION OF SHIP MOTION IN SEAWAY	TECHNICAL JOURNAL
181	2012	Michel R. Miyazaki, Eduardo A. Tannuri	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	A General Approach for DP Weathervane Control	TECHNICAL JOURNAL
182	1999	M. R. Haddara, C. Guedes Soares	ELSEVIER SCIENCE LIMITED	Wind loads on marine structures	TECHNICAL JOURNAL
183	1984	Thomas A. Morreale, Peter Gergeley, Mircea Grigoriu	US Department of Commerce	WIND TUNNEL STUDY OF WIND LOADING ON A COMPLIANT OFFSHORE PLATFORM	TECHNICAL JOURNAL
184	2007		DNV	DNV-RP-C205. ENVIRONMENTAL CONDITIONS AND ENVIRONMENTAL LOADS	GUIDELINES
185	2010		OCIMF	Estimating The Environmental Loads On Anchoring Systems	GUIDELINES
186	1996		OCIMF	International Safety Guide for Oil Tankers & Terminals	GUIDELINES
187	2000		OCIMF	SHIP MEASUREMENT DEADWEIGHT OR DISPLACEMENT?	GUIDELINES
188	2000	Gary G. Elvik	NAVAL POSTGRADUATE SCHOOL. USA	FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS OF T-ACS EXPERIMENTAL DATA	THESIS
189	2011		ITTC	Prediction of Power Increase in Irregular Waves from Model Test	GUIDELINES
190	2009	J. D. Caprace, Cassiano M. Souza, Nicolas Losseau, Francisco Aracil, Philippe Rigo	ANAST Ulg	Space Allocation Optimization Applied to Lower Hulls' Production of Semi-Submersible Platforms	TECHNICAL JOURNAL
191	1997	Isabel Hadley, Siak Mantegui	ImechE	Remanent life of Semi-Submersible Rigs	TECHNICAL JOURNAL
192	2013		Offshore	RIG REPORT 2013	TECHNICAL JOURNAL
193	2013		SAIPEM	Saipem BU Drilling – November 2013	BROCHURE
194	2013		BOEM	OFFSHORE DRILLING INDUSTRY AND RIG CONSTRUCTION MARKET IN THE GULF OF MEXICO	TECHNICAL JOURNAL
195	2005	Jorge Alejandro Carretero Benignos	MIT	NUMERICAL SIMULATION OF A SINGLE EMITTER COLLOID THRUSTER IN PURE DROPLET CONE-JET MODE	THESIS
196	2007	Arjan Voogt, Julian Soles	ABS	Stability of Deepwater Drilling Semi Submersibles	TECHNICAL JOURNAL
197	1996	Arum Kr. DEV	DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY	VISCOUS EFFECTS IN DRIFT FORCES ON SEMI-SUBMERSIBLES	BOOK
198	2008		FRIGSTAD	Frigstad D90 : Ultra Deepwater Semi Submersible	BROCHURE
199	1982	W. Abicht	TUHH	Damage Stability and Subdivision of Semisubmersible Drilling Rigs	BOOK
200	2011	Mohd Fauzi Hamid, Wan Rosli Wna	UTM	Fundamentals Of Petroleum Engineering. DRILLING OPERATIONS	PRESENTATION
201	2000		US Naval Academy	Sea keeping Introduction	PRESENTATION
202	2008		ENERTECH SERVICES INTERNATIONAL	Hai Yang Shi You 981" Semisubmersible Drilling Unit	LOI
203	2012		NTNU	Experimental Methods in Marine Hydrodynamics, Lecture in week 36	PRESENTATION
204	2001			ESTIMATION OF LINEAR AND QUADRATIC ROLL DAMPING FROM FREE-DECAY TESTS	BOOK
205	1991	Frank Van Hoorn	SNAME	DESIGN CRITERIA FOR SELF-PROPELLED HEAVY-LIFT TRANSPORTS AND HOW THEORY CORRELATES WITH REALITY	TECHNICAL JOURNAL
206	2006	Jitendra Prasad, Hatem Elgamiel	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	Model Tests for the DP System of a Drilling Semi-Submersible	PRESENTATION
207	2010	Xie Bin, Lin Yaosheng, Su Jing, Zeng Hengyi, Sie Wenhui, Jiang Zhe	Engineering Sciences	Design and construction of HYSY 9 8 1	TECHNICAL JOURNAL
208	2013	Rahmatollah Ghajar, Mohammad Navid	Engineering Solid Mechanics	Numerical analysis of hydrodynamic interaction between the linear waves of Caspian Sea and Amirkabir semi-submersible drilling platform	TECHNICAL JOURNAL

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
209	2010	Bartley J. Eckhardt, Arthur Faherty	Robson Forensic, Inc	The Forensic Anatomy of the Events on the Deepwater Horizon	PRESENTATION
210	2010	Camila Stokvik	NTNU	An investigation of forces and moments from drilling risers on wellheads	THESIS
211	2012	Jon Eirik Knutsen Noding	NTNU	Non-linear analysis of wind load subjected novel flare tower design for sevan marine	THESIS
212	2012		Gusto MSC	GustoMSC In Side	BROCHURE
213	2011		GVA	GVA 4000 NCS	BROCHURE
214	2013		IMCA	IMCA CATALOGUE 2013	LIST
215	2009		DIETSWELL	HORSE SHOE RIG. FAST MOVING SEMISUBMERSIBLE DRILLING TENDER	BROCHURE
216	2007	Jonh Murray, Arcandra Tahar, Chan K. Yang	ISOPE	Hydrodynamics of Dry Tree Semisubmersibles	TECHNICAL JOURNAL
217	2013	Young Hong, Bo-Woo Nam, Nam Woo Kim, Yoon San Cho	International Ship Stability Workshop	Investigation of Nonlinear Roll Motion Characteristics of a Shallow Draft Semi-submersible	TECHNICAL JOURNAL
218	2002	J. N. Newman, C. H. Lee	MIT	Heave response of a semi-submersible near resonance	TECHNICAL JOURNAL
219	2012	Alexei Berezitski	Arctic Battle Symposium	Design of Arctic Mobile Offshore Drilling Unit	PRESENTATION
220	2013		Queiroz Galvao	Lone Star	BROCHURE
221	2013		AKER SOLUTIONS	DRILLING TECHNOLOGIES. Major Projects	BROCHURE
222	2009		MIT	IDENTIFICATION OF A RESPONSE AMPLITUDE OPERATOR FROM DATA	BOOK
223	2011		MIT	Design of Ocean Systems	BOOK
224	2009		OCEANICA	MODEL TESTS INTERPRETATION	PRESENTATION
225	2011		US Coast Guard	Dynamically Positioned (DP) Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) Critical Systems, Personnel and Training	GUIDELINES
226	2012		ABS	Mobile Offshore Drilling Units	BROCHURE
227	2008		MOSS	MOSS MARITIME	BROCHURE
228	2012		NORSOK	DRILLING FACILITIES	GUIDELINES
229	2006	Edgard Borges, Marcos Cueva, Kazuo Nishimoto, Rodolfo Gonzalves, Isaias Maseti	ASME	NUMERICAL MOONPOOL MODELING	TECHNICAL JOURNAL
230	2004	Graig LaFave	MARINE OFFSHORE	DRILLING RIGS STAND UP TO THE POWER OF THE OCEAN	TECHNICAL JOURNAL
231	2004	Lothar Birk, Gunther F. Clauss, June Y. Lee	OMAE	PRACTICAL APPLICATION OF GLOBAL OPTIMIZATION TO THE DESIGN OF OFFSHORE STRUCTURES	TECHNICAL JOURNAL
232	2001	DAVID KRIEBEL	US Naval Academy	Wave Amplification and Air Gap Tests on a MOB Module	TECHNICAL JOURNAL
233	2002		OTC	A Deep Draft Semisubmersible with a Retractable Heave Plate	TECHNICAL JOURNAL
234	2010	OVE T. GUDMESTAD	UNIVERSITY OF STAVANGER	VESSEL WINTERIZATION FOR COLD CLIMATE OPERATIONS	PRESENTATION
235	1993	R. G. STANDING, W. J. BRENDLING, G. E. JACKSON	HMSO	SUMMARY REPORT ON AN INVESTIGATION INTO THE CORRELATION BETWEEN FULL-SCALE MEASURED AND PREDICTED MOTIONS OF THE SSSV "UNCLE JOHN"	TECHNICAL JOURNAL
236	2009	MARCOS CUEVA	OCEANICA	POSICIONAMIENTO DINAMICO DE ENBARCAZOS	PRESENTATION
237	2012	George L. Petrie	the seasteading institute	PARAMETRIC ANALYSIS OF CANDIDATE CONFIGURATIONS FOR EARLY SEASTEAD PLATFORMS	TECHNICAL JOURNAL
238	2008			INTRODUCTION TO WELL PLANNING	BOOK
239	2007		PETROMIN	MEETING MARKET NEEDS: KEPPELS DEEPWATER TECHNOLOGY SOLUTIONS	TECHNICAL JOURNAL
240	2003			VESSEL MOTION RESPONSE PHASES ANGLES	BOOK
241	2011		FONDSFINANS	RIG MARKET REPORT	TECHNICAL JOURNAL
242	2009	GILBERTO BEDUH MACHADO	DYNAMIC POSITIONING CONFERENCE	ESD IN A DP VESSEL- FOR SAFETY, NOT FOR BLACKOUT	TECHNICAL JOURNAL
243	2012		ROLLS ROYCE	MOVING YOUR BUSINESS IN THE RIGHT DIRECTION	BROCHURE

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
244	2012	JON H. WILLMANN		OSLO RIG EVENT 2012. SEVAN DRILLER	PRESENTATION
245	2013		STATOIL	FIT FOR PURPOSE IN THE RIG MARKET	PRESENTATION
246	2007	GALIN VALENTINOV TAHCHIEV	TEXAS A&M UNIVERSITY	NUMERICAL PREDICTION OF MOBILE OFFSHORE DRILLING UNIT DRIFT DURING HURRICANES	THESIS
247	2012		ABS	Mobile Offshore Drilling Units Part 7 Surveys	GUIDELINES
248	2009		OCEANICA	VIV E VIM EM ENGENHARIA OFFSHORE	PRESENTATION
249	2006		WARTSILA	WARTSILA THRUSTERS	BROCHURE
250	2002		SIEMENS	STENA DON	BROCHURE
251	2012	OWEN KRATZ	HELIX ESG	WELL INTERVENTION OVERVIEW	PRESENTATION
252	2005	Subrata Chakrabarti	ELSEVIER SCIENCE LIMITED	HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING, VOLUME 2	BOOK
253	2010	BP	BP	Deepwater Horizon Accident Investigation Report	REPORT
254	2003	David Harrold FMC Technologies Inc. and Brian J. Saucier DeepMar Consulting Services	OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE	Design of Well Completion and Intervention Systems For Deployment From Dynamically Positioned Vessels	TECHNICAL JOURNAL
255	2011	Andrew Rees & MatthewsDaniel	16th Lillehammer Energy Claims Conference	Blowout Preventer Stack and Control Systems	PRESENTATION
256	2004	API	API	Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells. API RECOMMENDED PRACTICE 53	GUIDELINES
257	1988	JUN-HEE LEE	Faculty of Texas Tech University	STOCHASTIC RESPONSE OF TENSION LEG PLATFORM TO WAVE AND CURRENT FORCES	TECHNICAL JOURNAL
258	2000	J Fox-Robinson	Global Maritime	RISERDYN 4.0.2	TECHNICAL JOURNAL
259	2011	Brad Hansen	Devon Energy Corporation	Production Casing Design Considerations	PRESENTATION
260	2011	Guttorm Grytoyr, Partha Sharma and Srinivas Vishnubotla	AMERICAN ASSOCIATION OF DRILLING ENGINEERS	AADE-11-NTCE-80. Marine drilling riser disconnect and recoil analysis	TECHNICAL JOURNAL
261	2012	PATRICIA BERENICE GONZÁLEZ PRADO	UNIVERSIDAD AUTONOMA DE MÉXICO	TIPOS DE PRUEBAS REQUERIDAS EN EL ÁRBOL SUBMARINO	THESIS
262	2010	OFFSHORE MAGAZINE	OFFSHORE MAGAZINE	RISERS POSTER	POSTER
263	2011		NPC North American Resources Development	SUBSEA DRILLING, WELL OPERATIONS AND COMPLETIONS	TECHNICAL JOURNAL
264	2014	ABS	ABS	ABS. SUBSEA RISER SYSTEMS	GUIDELINES
265	2008		VETCOGRAY	CAPITAL DRILLING EQUIPMENT. Advanced, field-proven risers, diverters and connectors	BROCHURE
266	2000	Rolf Gullaksen and Greg Thory, Hydralift Inc	Drilling Contractor	Riser tensioner system offers several advantages	ARTICLE
267	2007	R. I. Tsukada, C. k. Orooka, M. Yamamoto	Brazilian Journal of Petroleum and Gas	A COMPARATIVE STUDY BETWEEN SURFACE AND SUBSEA BOP SYSTEMS IN OFFSHORE DRILLING OPERATIONS	TECHNICAL JOURNAL
268	2011	Shuzhi Sam Ge, Choo Yoo Sang, and Bernard Voon Ee How	NATIONAL UNIVERSITY OF SINGAPORE	CONTROL OF OFFSHORE OIL AND GAS PLATFORMS	TECHNICAL JOURNAL
269	2007	Madhu Hariharan, Ricky Thethi	2H Offshore Inc. Houston	Drilling Riser Management in Deepwater Environments	TECHNICAL JOURNAL
270	2011		CHARLES TAYLOR ENERGY	FLEXIBLE RISERS	PRESENTATION
271	2004	David Walters and David Thomas, Stephen Hatton	2H Offshore Inc. Houston	Design and Optimization of Top Tension Risers for Ultra Deep Water	TECHNICAL JOURNAL
272	2004	Menglan Duan, Jinghao Chen and Zhigang Li	www.intechopen.com	Mechanics of Deepwater Steel Catenary Riser	TECHNICAL JOURNAL
273	2004		MTS DP CONFERENCE	New Generation Deepwater Drilling Risers	PRESENTATION
274	2011	Gary Mawditt	16th Lillehammer Energy Claims Conference	Marine Drilling Riser & LMRP	PRESENTATION
275	2013	Gullik Jensen KONGSBERG	CeSOS Highlights and AMOS Visions Conference	Riser and wellhead monitoring for improved offshore drilling operations	PRESENTATION
276	2010		AKER SOLUTIONS	Deep water CLIP Riser™ for marine drilling operations	BROCHURE
277	2000			SOLUCIONES SUBMARINAS	TECHNICAL JOURNAL

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
278	2009		NAUTRONIX	MUX Control of subsea BOP without an Umbilical	PRESENTATION
279	2007	S. Tanaka, Y. Okada, Y. Ichikawa	©Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)	OFFSHORE DRILLING AND PRODUCTION EQUIPMENT	TECHNICAL JOURNAL
280	2010	Mathavan		Offshore Oil and Gas Production Systems	PRESENTATION
281	2010	H. Martinez		CONTRIBUCIÓN DE LA INDUSTRIA OFFSHORE ESPAÑOLA AL USO SOSTENIBLE Y LÚDICO DEL MAR.	TECHNICAL JOURNAL
282	2010		Offshore Center Denmark	Offshore Book. An introduction to the offshore industry	BOOK
283	2010	Omar Romero Mata		Una comparacion de conceptos alternativos para un vacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas. 4. DESCRIPCIÓN DE OPERACIONES MARINAS	BOOK
284	2012	Federico Barranco Cicilia	AI MEXICO	Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas	THESIS
285	2013	Juan Carlos Díaz Lorenzo	BLOG	Escala de la plataforma "Cajun Express" en el puerto de Las Palmas de Gran Canaria	BLOG
286	2008		MOSS MARITIME	GENERAL BROCHURE MOSS MARITIME	BROCHURE
287	2012	LIU Wei, Pang Yong-jie	International Conference on Mechanical Engineering and Material Science (MEMS 2012)	Research on Dynamic Simulation of DP for a deep Water Semi-submersible Platform	TECHNICAL JOURNAL
288	2009		Oil & Gas UK	Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007	REPORT
289	2013		RS Platou	Offshore Support Vessel Newbuilding Activity Report May 2013	REPORT
290	2011	Carlos R. Bertrand	ROLLS ROYCE	Solutions for Offshore Oil Spill Recovery	PRESENTATION
291	2012		BOSKALIS OFFSHORE	SUBSEA SERVICES	BROCHURE
292	2013		BOSKALIS OFFSHORE	ENERGY SOLUTIONS	BROCHURE
293	2013		ABS	Offshore Support Vessels. Classification, Certification & Related Services	BROCHURE
294	2011	Rafael Arias	INGENIERIA NAVAL	Sizing process of a semi-submersible for offshore wind generation	TECHNICAL JOURNAL
295	2007	Jos van Doorn and Bas Buchner	MARIN	Design and operational evaluation of offloading operations for deep water FPSOs	TECHNICAL JOURNAL
296	2010		ROTOR TUG	ROTORTUG. A TOUCH OF CLASS	BROCHURE
297	2009		SUBSEA LIFTING CONFERENCE STAVANGER	HLV Oleg Strashnov	PRESENTATION
298	2008	Alain Wassink	Gusto MSC	NEXT GENERATION CRANE VESSEL	TECHNICAL JOURNAL
299	2012		CLARKSON CAPITAL MARKETS	OVERVIEW OF THE OFFSHORE SUPPLY VESSEL INDUSTRY	BROCHURE
300	2008	Børre Fossli, Ocean Riser Systems; Sjoerd Hendriks	IADC	PRD12,000 Drill Ship; increasing Efficiency in Deep Water Operations	TECHNICAL JOURNAL
301	2012		FMC Technologies	Completion Workover Riser System	BROCHURE
302	2013		ABB	Oil and gas production handbook An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry	BOOK
303	2008	Daniel Tanmer		The Offshore Supply Vessel Market. The Offshore Industry, its markets and prospects.	TECHNICAL JOURNAL
304	2006	B.D. Boles, G.E. Mayhall	OTC	Kizomba A and B: Project Overview	TECHNICAL JOURNAL
305	2007	B.B. Mekha	OTC	Independence Hub Flowline SCRs: Design, Fabrication and Installation Challenges	TECHNICAL JOURNAL
306	2007		FloaTEC	ETLP Presentation	PRESENTATION
307	2012	Oliver Daniel	GEP AFTP	Vessels, Market and Challenges for the future	PRESENTATION
308	2011		WORLDYARDS OFFSHORE	Worldyards Offshore Segment Definitions for Offshore Vessels and Structures	TECHNICAL JOURNAL
309	2013		INGENIERIA NAVAL	Buque offshore Deep Orient	TECHNICAL JOURNAL
310	2012		PetroMin PIPELINER	Pipelay Vessels and Techniques	TECHNICAL JOURNAL
311	2009	Prakash Mohanasundaram	Universität Stuttgart	STRUCTURAL ANALYSIS OF A HEAVY-LIFT VESSEL	THESIS
312	1999	EARL h. DOYLE	OTC	PILE-INSTALLATION PERFORMANCE FOR FOUR TLP'S IN THE GULF OF MEXICO	TECHNICAL JOURNAL

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
313	2011	Yoo Sang Choo	University of Southampton	Installation Engineering and Execution of Offshore Projects	PRESENTATION
314	2002		IAGG	Marine Seismic Operations. An Overview	TECHNICAL JOURNAL
315	2014		Sea Trucks Group	Offshore Vessel Summary	BROCHURE
316	2012	Henrik Tvedt	NTNU	Modular approach to offshore vessel design and configuration	TECHNICAL JOURNAL
317	2009	Robin Sebastian Koske Rose	Massachusetts Institute of Technology	Future Characteristic of Offshore Support Vessels	THESIS
318	2011	Christian Lefevre	Deepwater Asia Congress 2011	OSV SEGMENTATION. BOURBON	PRESENTATION
319	2012		MARINA CIVIL	Sistema de Posicionamiento Dinámico (SPD) y operaciones offshore Incorporación de tecnologías avanzadas	TECHNICAL JOURNAL
320	2011		ITES PARANINFO	CLASIFICACION DE LOS BUQUES	BOOK
321	2013		ZAMAKONA	Clasificación de los Buques de Apoyo en alta mar (OSV)	LIST
322	2009	Armando José Barraquero, Guillermo R. Gadea	Petrotecnia	OSV Buques para opeaciones offshore	TECHNICAL JOURNAL
323	2012	OFFSHORE MAGAZINE	OFFSHORE MAGAZINE	DRILLING RIGS OPERATIONAL FOR WATER DEPTHS > 4000'. POSTER	POSTER
324	2012		Axis Offshore	AXIS OFFSHORE COMPANY PRESENTATION	PRESENTATION
325	2007	Brian Roberts, Chunqun Ji, Jim O'Sullivan, Terje Eilertsen	AADE	A Novel Platform for Drilling in Harsh High-Latitude Environments	TECHNICAL JOURNAL
326	2008	Neil Williams Homayoun Heidari Sean Large	ISOPE	A Deepwater Dry-Tree GoM Solution: The FourStar TLP	TECHNICAL JOURNAL
327	2004	Steve Leverette, Oriol Rijken, Mike Spillane, Neil Williams.	OTC	Integrated Global Performance Analysis of Matterhom SeaStar TLP	TECHNICAL JOURNAL
328	2013	Richard D'Souza Rajiv Aggarwal Shiladitya Basu	SNAME	The Tension Leg Platform – A Retrospective	PRESENTATION
329	2013		Offshore	2013 Worldwide MODU construction/new order survey as of May 31, 2013.	LIST
330	2013	John Westwood	Douglas-Westwood	Global offshore prospects	PRESENTATION
331	2013		ROYAL HASKONING DHV	Offshore Support Vessels and Mobile Rig Fleets Set for Major Growth	TECHNICAL JOURNAL
332	2013	Steve Robertson, John Westwood	Douglas-Westwood	Global offshore prospects. Energy Institute	PRESENTATION
333	2010	J. A. Lagares	Instituto de la Ingeniería de España	BUQUES SISMICOS	PRESENTATION
334	2013	Lin Callow	LTLC Consulting and Salmo Consulting Inc	Oil and Gas Exploration & Development Activity Forecast	TECHNICAL JOURNAL
335	2013		KONGSBERG	Neptune Engine Room Simulator	BROCHURE
336	2013	Trygve Olav Fossum	NTNU	Analysis and control of drilling riser dynamics in dual gradient drilling	THESIS
337	2011		PROSAFE	Prosafes orders harsh environment semisubmersible accommodation rig	PRESENTATION
338	2012		OFFSHORE MAGAZINE	2012 WORLDWIDE SURVEY of SPAR, DDCV, and MinDOC VESSELS	POSTER
339	2011		OFFSHORE MAGAZINE	2011 Worldwide Survey of Semi-FPSs and FPU's	POSTER
340	2010		OFFSHORE MAGAZINE	2010 DEEPWATER PRODUCTION RISER SYSTEMS & COMPONENTS	POSTER
341	2013		OFFSHORE MAGAZINE	MAP ATLAS E-BOOK	POSTER
342	2010		OFFSHORE MAGAZINE	2010 WORLDWIDE SURVEY OF TLPs, TLWPs	POSTER
343	2013		OFFSHORE MAGAZINE	2013 DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION	POSTER
344	2010		2H Offshore Inc. Houston	Dry Tree vs. Wet Tree – Considerations for Deepwater Field Developments	PRESENTATION
345	2013	Yu Hao, Chen Yongjun, Cui Yujun	Engineering Sciences	State of the art for dry tree semi technologies	TECHNICAL JOURNAL
346	2006		EXXON MOBIL	Kizomba TLP Gas Lift Completion Design	PRESENTATION

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
347	2011	Sara Ferreño González Laura Castro Santos Vicente Díaz Casás José Ángel Fraguela Formoso	50º Congreso de Ingeniería Naval e Industria Marítima	Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar	TECHNICAL JOURNAL
348	2008		FloaTEC	FloaTEC portfolio of Wet & Dry Tree Solutions	POSTER
349	2011	Mohd Fauzi Hamid Wan Rosli Wan Sulaiman	UTM (Malaysia)	Fundamentals Of Petroleum Engineering DRILLING OPERATIONS	PRESENTATION
350	2008	Riaan van 't Veer, Hzye Jan Tholen	International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE2008	ADDED RESISTANCE OF MOONPOOLS IN CALM WATER	TECHNICAL JOURNAL
351	2007	Fons A. Huijs	International Offshore and Polar Engineering Conference Lisbon	The influence of steel catenary risers on the first order motions of a semi submersible	
352	2013		BRAEMER OFFSHORE	RIG LIST	LIST
353	2012		AKER SOLUTIONS	SUBSEA PORTAFOLIO	BROCHURE
354	2011		AKER SOLUTIONS	RENTAL TOOL POOL DATA SHEETS	BROCHURE
355	2011		AKER SOLUTIONS	TOP DRIVES	BROCHURE
356	2011		AKER SOLUTIONS	HOISTING SYSTEMS	BROCHURE
357	2012		NORSOK	DRILLING FACILITIES prD-001, DRAFT	GUIDELINES
358	2013		AKER SOLUTIONS	DRILLFLOOR EQUIPMENT	BROCHURE
359	2011		ODFJELL OFFSHORE	DEEPSEA STAVANGER	BROCHURE
360	2006	Pål Lindstad	AKER KVAERNER	Aker H-6e Drilling Semi Submersible for Ultra Deep Water and Harsh Environment	PRESENTATION
361	2005	Julio García Espinosa	FACULTAD DE NÁUTICA DE BARCELONA	EL PROYECTO DEL BUQUE	BOOK
362	2010		ABB	Offshore Drilling Vessels Total electrical systems for safe, efficient And environmental drilling operations	BROCHURE
363				ULTRA DEEPWATER DRILLSHIP DESIGNS AND THEIR GENERAL CHARACTERISTICS	LIST
364				NOTABLE SEMISUBMERSIBLE DESIGNS AND THEIR GENERAL CHARACTERISTICS	LIST
365				DEFINITION OF SEMISUBMERSIBLE GENERATION DESIGNATION	LIST
366	2006	Håvard Devold	ABB	OIL AND GAS PRODUCTION HANDBOOK. An introduction to oil and gas production	BOOK
367	2012	TAO WANG	AKER SOLUTIONS	DRY TREE SEMI-SUBMERSIBLE FOR DEEPWATER GULF OF MÉXICO	PRESENTATION
368		John Murray	E&P	Deepwater dry tree semis are here	ARTICLE
369	1966	PASCUAL O'DOHERTY	INGENIERIA NAVAL	MEDIDA DEL PERIODO DE BALANCE Y SU RELACION CON LA ESTABILIDAD TRANSVERSAL DEL BUQUE	ARTICLE
370	2013	Afdzal Zullah Bin Mahamed Salleh	Universiti Teknologi PETRONAS	Computer Aided Design of a Deepwater Floater	THESIS
371	2011	Søren Vinther Hansen	DTU	Performance Monitoring of Ships	THESIS
372		Bernardino Couñago Lorenzo, Ramón Barturen Antépara	ETSIN, UPM	Parque eólico marino flotante	THESIS
373	1999	Walter H. Michel	Marine Technology	Sea Spectra Revisited	TECHNICAL JOURNAL
374			Oceanworld	Ocean Waves	BOOK
375	2007			Standardized wave spectra	BOOK
376	2002		ITTC	The Specialist Committee on Waves	ARTICLE
377	2009		TEXAS A&M ENGINEERING	Added Mass Coefficients	ARTICLE
378	2005		MIT	Design Principles for Ocean Vehicles. Ocean Wave Spectra	TECHNICAL JOURNAL
379	2011	Nikolai Kornev	Universität Rostock	Ship dynamics in waves	TECHNICAL JOURNAL
380	2002	J.M.J. Journée, Jakob Pinkster	Delft University of Technology	INTRODUCTION IN SHIP HYDROMECHANICS	BOOK

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
381	1996	J.,-S, WU, J.-. SHEU	Journal of Sound and Vibration	AN EXACT SOLUTION FOR A SIMPLIFIED MODEL OF THE HEAVE AND PITCH MOTIONS OF A SHIP HULL DUE TO A MOVING LOAD AND A COMPARISON WITH SOME EXPERIMENTAL RESULTS	TECHNICAL JOURNAL
382	2010		DNV	GLOBAL PERFORMANCE ANALYSIS OF DEEPWATER FLOATING STRUCTURES	GUIDELINES
383	2013	Aguilera Muñoz, Andrés Eloy; Bravo Sosa, Luis Antonio	COPINAVAL 2013	Diseño de la estructura de pontones y columnas de una plataforma semisumergible para perforación	TECHNICAL JOURNAL
384	2001		ISOPE	The Proceedings of The Eleventh (2001) International OFFSHORE AND POLAR ENGINEERING CONFERENCE	BROCHURE
385	2011	Tor Trainer	NTNU	Coupling of marine riser and tensioner system	THESIS
386	2014	Dongsheng Qiao, Jun Yan, Jinping Ou	BRODOGRADNJA/SHIPBUILDING 65	EFFECTS OF MOORING LINE WITH BUOYS SYSTEM ON THE GLOBAL RESPONSES OF A SEMI-SUBMERSIBLE PLATFORM	TECHNICAL JOURNAL
387	2010	V. J. Kurian, M.A.Yassir & I.S.Harahap	International Offshore and Polar Engineering Conference	Nonlinear Coupled Dynamic Response of a Semi-submersible Platform	TECHNICAL JOURNAL
388	2013	Vibeke Christine Browne	NTNU	Assessment of Low-Frequency Roll Motions on the Semisubmersible Drilling Rig COSL Pioneer	THESIS
389	2010	Bruno Martins Jacovazzoa, Breno Pinheiro Jacobb	Asociación Argentina de Mecánica Computacional	ANALYSES OF OFFSHORE SYSTEMS WITH SELECTIVE ACTIVATION OF FINITE ELEMENTS	TECHNICAL JOURNAL
390	1999	Steven R. Winterstein and Bert Sweetman	OMAE	AIR GAP RESPONSE OF FLOATING STRUCTURES: STATISTICAL PREDICTIONS VS OBSERVED BEHAVIOR	TECHNICAL JOURNAL
391	2008	Thorgeir Anundsen	Stavanger University	Operability comparison of three ultra-deepwater and harsh environment drilling vessels	THESIS
392	1999	Baidurya Bhattacharya, Suqin Wang, Roger Basu, Kai-tung Ma and Balji Menon	18th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering	RELIABILITY-BASED COMBINATION OF ENVIRONMENTAL PARAMETERS FOR THE DESIGN OF NOVEL FLOATING STRUCTURES	TECHNICAL JOURNAL
393	2009		RPSEA	RPSEA 1402 Ultra Deepwater Dry Tree System for Drilling and Production	REPORT
394	2006	Alexia Aubault Christian A. Cermelli Dominique G. Roddier	International Offshore and Polar Engineering Conference	Structural Design of a Semi-Submersible Platform with Water-Entrapment Plates Based on a Time-Domain Hydrodynamic Algorithm Coupled with Finite-Elements	TECHNICAL JOURNAL
395	2012	George L. Petrie	the seasteading institute	Parametric Analysis of Candidate Configurations for Early Seastead Platforms	
396	2001	API	API	RP 2FPS. Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems	GUIDELINES
397	2010	DNV	DNV	DNV-RP-C103. COLUMN-STABILISED UNITS OCTOBER 2010	GUIDELINES
398	2006	DNV	DNV	DNV OFFSHORE CLASSIFICATION SERVICES	BROCHURE
399	2012	DNV	DNV	DNV-OSS-101. Rules for Classification of Offshore Drilling and Support Units	GUIDELINES
400	2012	DNV	DNV	DNV-OS-C103. Structural Design of Column Stabilised Units (LRFD Method)	GUIDELINES
401	2007	API	API	API 2INT-MET. Interim Guidance on Hurricane Conditions in the Gulf of Mexico	GUIDELINES
402	2010	DNV	DNV	DNV-RP-F205. GLOBAL PERFORMANCE ANALYSIS OF DEEPWATER FLOATING STRUCTURES. OCTOBER 2010	GUIDELINES
403	2011	DNV	DNV	DNV-OS-C105. STRUCTURAL DESIGN OF TLPs (LRFD METHOD)	GUIDELINES
404	2005	API	API	API RP 2SK. DESIGN AND ANALYSIS OF STATIONKEEPING SYSTEMS FOR FLOATING STRUCTURES. OCTOBER 2005	GUIDELINES
405	2012	OYVID SELNES PATRICKSSON	NTNU	Semi-Submersible Platform Design to Meet Uncertainty in Future Operating Scenarios	THESIS
406	2014	ABS	ABS	MOBILE OFFSHORE UNITS. GUIDE FOR BUILDING AND CLASSING	GUIDELINES
407	2008	ALBERS	TU Delft	Introduction to Power drives in Offshore applications Passive and Active heave Compensation	TECHNICAL JOURNAL
408	2009	Isym	ISYM	CRANE CONTROL	BROCHURE
409	2014	DeACERO	DeACERO	CABLES DE ACERO	BROCHURE
410	2012	MACGREGOR	MACGREGOR	Upgrades for advanced offshore equipment. Cranes	BROCHURE
411	2013	Viktor Nerbø Mevold	NTNU	Power Management System for Offshore Crane	THESIS
412	2013	MACGREGOR	MACGREGOR	UDLS – Ultra Deepwater Lifting System	BROCHURE
413	2010	HUISMAN	HUISMAN	3000st Offshore Mast Crane	BROCHURE
414	2009	SEATRAX	SEATRAX	Method of support and slew bearing arrangement	BROCHURE
415	2012	Oilwell Varco	Oilwell Varco	King post cranes	BROCHURE
416	2013	IMCA	IMCA	Crane Specification Document	GUIDELINES
417	2002	Thuong Kim Than, Ivar Langen	Stavanger University	Modelling and Simulation of Offshore Crane Operations on a Floating Production Vessel	TECHNICAL JOURNAL

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
418	2010	Noble Denton	Noble Denton	TECHNICAL POLICY BOARD GUIDELINES FOR MARINE LIFTING OPERATIONS	GUIDELINES
419	2007	NTNU	NTNU	OFFSHORE HEAVY LIFTING	PRESENTATION
420	2012	LIEBHERR	LIEBHERR	LIEBHERR OFFSHORE CRANES	BROCHURE
421	2011	MACGREGOR	MACGREGOR	Integrated solutions especially suited to your ships' design and operations	BROCHURE
422	2012		VISION	OFFSHORE MAGACINE VISION	MAGACINE
423	2004		API	API SPECIFICATION 2C. Specification for Offshore Pedestal Mounted Cranes	GUIDELINES
424	2006		PEMEX	GRÚAS DE PEDESTAL PARA PLATAFORMAS MARINAS	GUIDELINES
425	2013		PALFINGER	GRÚAS MARINAS Y OFFSHORE. PALFINGER DREGGEN	BROCHURE
426	2012	Benjamin Ingvaldsen Brynstad	NTNU	DISCONNECTION OF WORKOVER RISERS ON VERY DEEP WATER	THESIS
427	2007	Jørgen Sverdrup-Thygeson	NTNU	Modeling and Simulation of an Active Hydraulic Heave Compensation System for Offshore Cranes	THESIS
428	2013		NATIONAL OLIWELL VARCO	Degasificadores para fangos de perforación	BROCHURE
429	2014		ABS	GUIDE FOR BUILDING AND CLASSING OFFSHORE UNITS	GUIDELINES
430	2007	API	API	RP2T 3rd Edition Workshop. Planning, Designing and cosntructing Tension Leg Platforms.	PRESENTATION
431	2001	Seock-Hee Jun	The international Society of offshore and polar Engineers	Global Strength Evaluation for a Medium-Sized Semi-Submersible Drilling Rig	TECHNICAL JOURNAL
432	1999	PERGAMON	Asgeir J. Sorensen, Jann Peter Strand	Positioning of small-waterplane-area marine constructions with roll and pitch damping	TECHNICAL JOURNAL
433	2013	Universiti Teknologi PETRONAS, Tronoh, Malaysia	V.J. Kurian, C.Y. Ng, M.S. Liew	A NUMERICAL AND EXPERIMENTAL STUDY ON MOTION RESPONSES OF SEMI-SUBMERSIBLE PLATFORMS SUBJECTED TO SHORT CRESTED WAVES	TECHNICAL JOURNAL
434	2011		DNV	COMPARISON OF API, ISO, AND NORSOK OFFSHORE STRUCTURAL STANDARDS	GUIDELINES
435	2012	Fossen	NTNU	Chapter 4 - Hydrostatics	BOOK
436	2007	Geir Ove Eikill, Bjorn Cristoffer Oftedal	STATOIL ASA	Rig design philosophy key for harsh-environment drilling in Barents Sea, Haltenbanken area.	TECHNICAL JOURNAL
437	2013		DGA	13TH Intenational ship stability workshop	TECHNICAL JOURNAL
438	1980	KITSUNAI YOSHIO		CAPSIZE OF OFFSHORE OIL DRILLING PLATFORM	TECHNICAL JOURNAL
439	2011		MIT	2.019 Design of Ocean Systems. Lecture 7. Seakeeping (III)	BOOK
440	2013		ISO	ISO STANDARDS FOR USE IN THE OIL & GAS INDUSTRY	GUIDELINES
441	2013		STATOIL	STATOIL. Fit for purpose in the rig market	BROCHURE
442	2013		AKER	AKER. DRILLING TECHNOLOGIES	BROCHURE
443	2010		HUISMAN	HUISMAN, DRILLING	BROCHURE
444	2001		API	API RECOMMENDED PRACTICE 2FPS-2001	GUIDELINES
445	2013		HUISMAN	DRILLING. HUISMAN PRODUCT BROCHURE	BROCHURE
446	2008		FRIGSTAD	Frigstad D90 : Ultra Deepwater Semi Submersible	PRESENTATION
447	2011		BP	Background on the Macondo Well, the Deepwater Horizon, and the Companies Involved	TECHNICAL JOURNAL
448	2008	James Stear	OTC 19602	Development of API RP 2MET: The New Path for Metocean	TECHNICAL JOURNAL
449	2012	Markku Santala	Chevrom	Metocean Criteria for Drilling and Production Platforms in ISO 19901-1 & API RP 2MET	PRESENTATION
450	2010		DNV	DNV-RP-C205. ENVIRONMENTAL CONDITIONS AND ENVIRONMENTAL LOADS. 2010	GUIDELINES
451	2012		SAFELINK	THE ENGINEERS GUIDE	GUIDELINES
452	1993	G.L. HOLLOWAY		DESIGN AND PERFORMANCE OF SUBSEA HARDWARE	TECHNICAL JOURNAL
453	2001		HARLEY ANDERSON LIMITED	AN OVERVIEW OF OFFSHORE OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION ACTIVITIES	BOOK
454	2014		DNV	Subsea Facilities. Technology Developments, Incidents and Future Trends. DNV-GNL. 2014	TECHNICAL JOURNAL
455	2010	Omar Romero Mata		Una comparacion de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas.	BOOK
456	2011		OGP	Deepwater Wells	BROCHURE
457	2012	Yutaek Seo		Introduction to Offshore Petroleum Production System	PRESENTATION
458	1995		Baker Hughes INTEQ	Drilling Engineering Workbook	BOOK
459	2008		FMC Technologies	Subsea Drilling Systems	BROCHURE
460				Subsea Drilling. An overview	TECHNICAL JOURNAL
461	2014		Dril-Quip	Subsea Wellhead Systems	BROCHURE
462	2008		FMC Technologies	Subsea Trees	BROCHURE

DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLATAFORMA
SEMI-SUMERGIBLE PARA PERFORACIÓN OFFSHORE

REFERENCIAS DE PROYECTO

ITEM	FECHA DE PUBLICACION	AUTOR	EDITOR	TITLE	FROM
463	2009		Cameron	Subsea Technology Development in Deep Water	BROCHURE
464	2012		NTNU	An Introdution to Well Integrity	TECHNICAL JOURNAL
465	2011		CAMERON	Subsea Wellhead Systems Cameron	BROCHURE
466	2013		NATIONAL OLIWELL VARCO	Comprehensive Floating Production Solutions	BROCHURE
467	2012		SAFELINK	DEPTH COMPENSATED PASSIVE HEAVE COMPENSATOR TECHNICAL DATASHEETS	TECHNICAL JOURNAL
468	2002		CONTROL FLOW	MOTION COMPENSATION SYSTEMS	BROCHURE
469	2002		CONTROL FLOW	PETROLEUM PRODUCT CATALOGUE	BROCHURE
470	2010	QuinHui Yuan	ACC	Actively Damped Heave Compensation (ADHC) System	TECHNICAL JOURNAL
471	2011	Wilco Stavenuiter	HUISMAN	Active Heave Compensation	PRESENTATION
472	2012	Jorgen Haaø, Steffen Vangen, Ilya Tyapin Martin Choux, Geir Hovland, Michael R. Hansen	IFAC	The Effect of Friction in Passive and Active Heave Compensation of Crown Block Mounted Compensators	TECHNICAL JOURNAL
473	2012	Richard D'Souza, Shiladitya Basu, Ray Fales	Deep Offshore Technology	Selecting the Right Field Development Plan for Global Deepwater Developments	TECHNICAL JOURNAL
474	2013	Susan F. Tierney, PhD	ANALYSIS GROUP	Planning for Offshore Energy Development	TECHNICAL JOURNAL
475	2005		Derrick Equipment Company	Solid Control Mudule	BROCHURE
476	2012		Weatherford	Automated Rig Equipment	BROCHURE
477	1998	Jeff Bugden	Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board	Offshore Drilling Oprations	PRESENTATION
478	2011		National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling	Drilling for Oil in Deepwater	TECHNICAL JOURNAL
479	2011		BSEE	Effect of Water Depth Workshop	TECHNICAL JOURNAL
480	2005			offshore drilling	TECHNICAL JOURNAL
481	2007	Varios	Oilfield Review	Project Management of Offshore Well Completion	TECHNICAL JOURNAL
482	2012	Varios	Oilfield Review	Offshore Permanent Well Abandonment	TECHNICAL JOURNAL